

Carlos Alberto Cavichioli Gonzaga

**UMA PROPOSTA PARA O CONTROLE
AUTOMÁTICO DA REPARTIDA DE POÇOS
OPERANDO POR GAS LIFT CONTÍNUO**

FLORIANÓPOLIS

2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS

**UMA PROPOSTA DO CONTROLE AUTOMÁTICO DA
REPARTIDA DE POÇOS OPERANDO POR GAS LIFT
CONTÍNUO**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia
de Automação e Sistemas.

Carlos Alberto Cavichioli Gonzaga

Florianópolis - Junho de 2009.

UMA PROPOSTA PARA O CONTROLE AUTOMÁTICO DA REPARTIDA DE POÇOS OPERANDO POR GAS LIFT CONTÍNUO

Carlos Alberto Cavichioli Gonzaga

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas, Área de Concentração em *Controle, Automação e Sistemas*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Orientador Júlio Elias Normey-Rico

Prof. Eugênio de Bona Castelan Neto
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Julio Elias Normey-Rico
Presidente

Prof. Dr. Augusto Humberto Bruciapaglia

Prof. Dr. Daniel Juan Pagano

Prof. Dr. Eduardo Camponogara

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Dona Anide e Seu Armando por tudo o que me passaram, e ainda passam até hoje.

À Jan, que o dia da defesa coincidiu com os dois anos e três meses (27 meses) ao meu lado, sempre me apoiando, dando forças e motivação para meu trabalho. Enfim, por sempre acreditar em minha capacidade.

Às minhas irmãs, todas, e à Dudu por aguentar o único irmão.

Ao meu primo Léo, que decidiu por seguir na mesma carreira de Eng. de Controle e Automação.

Aos amigos e camaradas do “Sindicato”, pelas inúmeras peladas e pelo café na FEESC...

Aos professores e funcionários do DAS, especialmente ao professor Júlio pela orientação sempre, sem importar o quão escasso era o seu tempo.

Aos colegas de PRH-34 pela constante troca de informações dos inúmeros projetos que cada um desenvolvia.

Ao professor Agostinho, pela paciência em passar seus conhecimentos dos processos da indústria de petróleo, tanto do ponto de vista prático quanto teórico, sem importar quantas vezes forem necessárias e disponibilizar algumas das figuras deste trabalho.

Ao prof. Daniel e seu aluno André Traple, juntamente com nosso colega Anderson Faller, pela busca conjunta do entendimento do simulador OLGA2000 e pela investigação e controle do sistema GLC implementado no ambiente.

À equipe do Projeto GeDIG, em geral, especialmente aos professores Eduardo e Agostinho, e ao Eng. Alex do CENPES, por me oferecer um trabalho inserido num projeto científico com compromisso com o cenário da prática.

À empresa Scandpower pela licença para uso acadêmico do simulador OLGA2000 com o qual os experimentos deste trabalho foram efetuados.

À Agência Nacional do Petróleo - ANP - pelo recursos necessários para o desenvolvimento deste trabalho por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás - PRH-34-ANP/MCT.

À todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para que meu trabalho se tornasse este documento.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

**UMA PROPOSTA PARA O CONTROLE AUTOMÁTICO DA
REPARTIDA DE POÇOS OPERANDO POR GAS LIFT
CONTÍNUO**

Carlos Alberto Cavichioli Gonzaga

Junho/2009

Orientador: Julio Elias Normey-Rico

Área de Concentração: Controle, Automação e Sistemas

Palavras-chave: Poços de Petróleo, Elevação Artificial, *Gás-Lift* Contínuo, Repartida de Poços, Controle PI *Gain-Scheduling* e Controle Nebuloso

Número de Páginas: 1 + 102

A repartida de poços é um procedimento de alta complexidade. Em uma repartida mal executada, a vazão de líquido pode apresentar um comportamento oscilatório com variações bruscas, denominado “golfada severa”, o que é indesejável por diminuir a produtividade; atrapalhar o processo de separação, que ocorre à pressão constante; ou, até mesmo, levar ao desligamento do sistema. Atualmente, a repartida é realizada de forma manual, seguindo um caráter conservativo. A execução é baseada principalmente na experiência dos operadores, onde visa-se amenizar as golfadas até que o poço atinja o ponto de operação. A eficiência do procedimento é altamente dependente do operador. A troca de turno dos operadores pode levar a diferentes formas de execução da repartida, indicando a existência de uma grande variabilidade do procedimento. Neste trabalho, é apresentada uma análise do procedimento de repartida para o mapeamento e a compreensão dos principais fenômenos e como estes se manifestam durante sua execução. É proposta a automatização da repartida com o objetivo de propiciar uma repartida suave e diminuir o grau de influência do operador. São propostas duas estratégias de controle utilizando a medição da pressão de fundo e atuando na abertura do *choke* de produção. A primeira, é baseada na curva estática que relaciona a pressão de fundo à vazão de gás de injeção. Esta pressão define a quantidade de líquido que entra no tubo de produção. A estratégia é formulada de forma intuitiva, e procura variar a pressão de fundo de acordo com a vazão de gás injetado, regulando indiretamente a vazão de líquido. A malha de controle faz uso de um controlador PI e a referência é calculada através de um algoritmo estimador de pressão de fundo baseado na vazão de injeção. Na segunda estratégia, um controlador nebuloso é projetado para retratar a forma de atuação que um operador teria durante a execução do procedimento. As estratégias propostas são testadas no simulador *OLGA2000*, da empresa *ScandpowerPT*, utilizando um modelo validado experimentalmente. Resultados de simulação mostram que ambas técnicas atendem às especificações, e que portanto propiciam uma repartida suave, amenizando as golfadas severas.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree
of Master in Systems and Automation Engineering.

A PROPOSAL FOR AUTOMATIC CONTROL OF THE CONTINUOUS GAS LIFT WELLS RESTART

Carlos Alberto Cavichioli Gonzaga

June/2009

Advisor: Julio Elias Normey-Rico

Area of Concentration: Control, Automation and Systems

Key words: Oil Well, Artificial Lift, Continuous *Gas-Lift*, Well Restart, *Gain-Scheduling* PI Control and Fuzzy Logic Control

Number of Pages: 1 + 102

The gas-lift wells restart process has high complexity. If the procedure is not carefully executed, the production liquid flowrate can show an oscillatory behaviour, called “severe slugs”. This situation is undesirable because it causes productivity loss, decreases oil-water-gas separation process performance or can lead to the shutdown of the system. Nowadays at the production fields, the restart process is still performed manually, following a conservative way and based on the human operator knowledge. The main objective relies on suppressing the liquid slug until the system reaches its production operation point. However, the process efficiency and variability have high level dependence of the human operator. In this work, an analysis of the process is presented in order to better understand the behaviour of the main process variables. Moreover, a process automation is proposed in order to execute a well-behaved restart. Two free model strategies are presented, using the downhole pressure measurement as controlled variable and the choke opening as manipulated variable. The first strategy is based on the steady-state curve which gives the downhole pressure as function of the injection gas flowrate. This pressure defines the liquid flowing from the well into the tubing bottom. The strategy tries to maintain the downhole pressure close to its steady-state value depending on the gas flowrate being injected into the well, and thus, indirectly regulating the liquid flowrate at the tubing bottom. The downhole pressure setpoint is calculated through an estimation algorithm considering the gas flowrate as input. A control loop is designed using a switching PI controller. The second strategy relies on a fuzzy logic control system. The controller is designed trying to retrace the action sequence of the manually execution. The two proposed strategies are tested using an experimentally validated model implemented in the OLGA2000 simulator of ScandpowerPT. Simulations results show that both techniques provide an adequate restart process avoiding the “severe slugs”.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	A Repartida no Contexto GeDIg	3
1.2	Motivação e Proposta de Trabalho	5
1.3	Organização do Trabalho	5
2	Elevação Artificial por Injeção Contínua de Gás	9
2.1	Elementos da Produção de Petróleo	9
2.2	Exploração de Poços	12
2.2.1	Elevação Natural	13
2.3	A Necessidade de Elevação Artificial	16
2.4	Elevação Artificial por Injeção Contínua de Gás	18
2.4.1	Modos de Funcionamento de Poços Operando por GLC	23
2.4.2	Instabilidades na Operação de Poços GLC	27
2.4.3	Soluções Utilizadas para Eliminação do Regime de Golfadas Severas	30
2.4.4	Estabilização de Sistemas GLC por Meios de Controle Automático	31
2.5	Otimização de Poços Produzindo por GLC	31
2.6	Outros Trabalhos na Área de GLC do aciPG-DAS/UFSC	32
2.7	Automação de Sistemas Produzindo por GLC no Brasil	33
2.8	Sumário	34

3	Modelagem do Poço Utilizado como Caso de Estudo	37
3.1	O Simulador <i>OLGA2000</i>	37
3.2	Descrição do Poço	38
3.3	Características das Instalações	43
3.4	Simulações do Sistema em Operação	44
3.5	Sumário	50
4	Análise da Repartida de Poços Operando por GLC	53
4.1	Contextualização	53
4.2	Estado da Arte da Repartida em Poços GLC	54
4.3	A Repartida na Petrobras	56
4.3.1	Estudos da Repartida Manual de Poços operando por GLC	57
4.4	Formulação do Problema da Repartida sob o Contexto de Controle de Processos . . .	64
4.5	Sumário	66
5	Proposta de Estratégias para o Controle da Repartida de Poços GLC	67
5.1	Proposta de Sistema de Controle Baseado em Ganho Escalonado	67
5.1.1	Procedimento para Ajuste da Estratégia GS	77
5.2	Proposta de Controlador Nebuloso para a Repartida de Poços GLC	79
5.2.1	Fundamentos da Lógica Nebulosa	79
5.2.2	Projeto do Controlador Nebuloso	81
5.2.3	Definição da Base de Regras do Controlador Nebuloso	89
5.3	Simulações de Análise de Resultados	92
5.4	Sumário	94
6	Conclusões	97
6.1	Perspectivas	99

Lista de Abreviaturas

Símbolo

GLC	: <i>Gas-Lift</i> Contínuo
P_{wf}	: Pressão de fundo (<i>Well flowing pressure</i>)
P_{wh}	: Pressão na cabeça do poço (<i>Well head pressure</i>)
Q_{liq}	: Vazão de líquido
Q_{inj}	: Vazão de gás de injeção
RGO	: Razão gás-óleo
RAO	: Razão águas-óleo
BSW	: Quantidade de água no fluido (<i>Basic sediment and water</i>)
PMV	: <i>Production Master Valve</i>
AMV	: <i>Annulus Master Valve</i>
PWV	: <i>Production Wing Valve</i>
AWV	: <i>Annulus Wing Valve</i>
XOV	: <i>Cross-Over Valve</i>
PXV	: <i>Downhole Safety Valve</i>
PDG	: <i>Permanent Downhole Gauge</i>
$TT - PT$: <i>Temperature and Pressure Transmitter</i>
K_c	: Ganho proporcional do controlador PI
T_i	: Constante de integração do controlador PI
P_{wf}^{op}	: Pressão de fundo de operação
P_{res}	: Pressão estática do reservatório
ϕ	: Abertura do <i>choke</i> de produção
WPC	: <i>Well performance curve</i>
IP	: Índice de produtividade
IPR	: <i>Inflow performance relationship</i>

Lista de Figuras

2.1	Típico diagrama pressão e temperatura do petróleo.	10
2.2	Diagrama esquemático de um poço e seus elementos.	13
2.3	curva IPR linear para fluido subsaturado.	14
2.4	Curva IPR de Vogel para fluido saturado.	15
2.5	IPR linear + Vogel.	16
2.6	Queda de produção em função da pressão no reservatório.	17
2.7	Sistema produzindo por GLC.	20
2.8	Quatro regimes de fluxo presentes em poços <i>gas-lift</i>	22
2.9	Sistema de fornecimento de gás pra um conjunto de poços operando por GLC.	24
2.10	Curva estática WPC relacionando vazão de injeção e vazão de produção	25
2.11	Etapas da descarga de um poço <i>gas-lift</i>	26
3.1	Sistema GLC Modelado e Validado no Simulador OLGA.	39
3.2	Mudança de vazão de gás de injeção.	45
3.3	Evolução da pressão de fundo à mudança de vazão de gás de injeção.	45
3.4	Evolução da vazão de líquido à mudança de vazão de gás de injeção.	46
3.5	Comportamento dinâmico da pressão de fundo ao longo da faixa de operação estável.	46
3.6	Comportamento dinâmico da vazão de líquido ao longo da faixa de operação estável.	47
3.7	Vazões de gás aplicadas na faixa de operação.	47

3.8	Curva <i>WPC</i> do poço em estudo.	48
3.9	Curva estática relacionando pressão de fundo x vazão de injeção.	48
3.10	Comportamento da pressão de fundo.	49
3.11	Comportamento da vazão de líquido	50
3.12	Valores de vazão de gás aplicada.	50
4.1	Típica Instalação de Poço GLC na Petrobrás.	55
4.2	Árvore de Natal Molhada em uma Instalação de GLC.	56
4.3	Pressão de fundo na repartida em malha aberta para diferentes valores de injeção. . .	58
4.4	Pressão de fundo desconsiderando o atraso de transporte.	58
4.5	Pressão na cabeça para a repartida com diferentes valores de injeção.	59
4.6	Pressão na cabeça do poço desconsiderando o atraso de transporte.	59
4.7	Vazão de líquido na saída do poço para diferentes vazões de injeção.	60
4.8	Comportamento da vazão de líquido desconsiderando o atraso.	60
4.9	Pressão de fundo na repartida para diferentes rampas na vazão de injeção.	61
4.10	Vazão de líquido para diferentes rampas na vazão de injeção.	62
4.11	Pressão de fundo para diferentes aberturas do <i>choke</i> de produção.	63
4.12	Vazão de líquido para diferentes rampas na vazão de injeção.	63
5.1	Estratégia de Repartida Automática para um Poço GLC.	68
5.2	Referência de vazão de injeção aplicada para a repartida	69
5.3	Superposição das Curvas Real e Estimada.	72
5.4	Repartida controlada com o 1º ajuste do PI	75
5.5	Repartida controlada com o 2º ajuste do PI	76
5.6	Repartida controlada com a estratégia de escalonamento de ganhos	78

5.7	Vazão de líquido na repartida em malha aberta.	82
5.8	Pressão de fundo na repartida em malha aberta.	83
5.9	Pressão na cabeça do poço na repartida em malha aberta.	83
5.10	Curva estática relacionando pressão de fundo x vazão de injeção.	85
5.11	Conjuntos nebulosos e funções de pertinência das variáveis de entrada e saída	90
5.12	Referência de vazão de injeção aplicada para a repartida	93
5.13	Resultado da repartida com o controlador nebuloso	94

Lista de Tabelas

5.1	Volume de líquido produzido durante a Repartida	77
5.2	Volume de líquido produzido durante a Repartida	77
5.3	Volume de líquido produzido durante a Repartida	95

Capítulo 1

Introdução

O petróleo tem papel fundamental para a população mundial, sendo o principal produto utilizado como matéria-prima para produção de energia. Logo, a busca pela maximização do volume produzido é constante. As soluções propostas primam pelo baixo custo de implementação e manutenção dos instrumentos.

Com relação à produção, esta envolve a extração do petróleo contido em reservatórios naturais. Um reservatório é explorado através da perfuração de poços, por onde se retira o petróleo. Quando perfurado, o fluido que será produzido um poço está submetido às condições de pressão e temperatura, que combinadas, determinam o estado da mistura de hidrocarbonetos contida em seu interior. Na exploração de um poço, a sua pressão pode ser vista como principal variável, por estar diretamente relacionada com quantidade de fluido que sai do poço num dado instante.

Durante a vida produtiva de um poço, a temperatura do fluido no fundo do poço é considerada constante, como é mostrado em Thomas [2004]. Entretanto, o mesmo não pode se afirmar da sua condição de pressão, que decai à medida que o seu volume total produzido vai crescendo. Assim, em algum momento da vida produtiva, quando a pressão do reservatório estiver próxima do valor do peso da coluna de fluido acima dele, o sistema passará a produzir com valores de vazão muito baixos, ou até cessar a produção. A partir deste momento será necessário adicionar energia para que o poço possa continuar produzindo a níveis economicamente desejáveis.

Uma das formas de atuar para atingir este objetivo é através da aplicação dos denominados métodos de elevação artificial. Estes métodos recebem esse nome pois tem como objetivo auxiliar na produção de petróleo, injetando energia extra ao sistema para que este possa continuar produzindo. Os métodos de elevação artificial utilizam equipamentos específicos que visam diminuir a pressão de

fundo, à frente dos canhoneados do poço, aumentando o diferencial entre a pressão da formação e a pressão no fundo do poço, e consequentemente aumentando a vazão produzida. Um dos métodos de elevação artificial é o denominado *gás-lift* contínuo (GLC).

O *gas-lift* contínuo é o método de elevação artificial mais empregado pela Petrobras para poços em águas profundas. Mais de 70 % do volume de petróleo produzido pela empresa provém de poços que utilizam GLC. Esta percentagem aumenta ainda mais considerando apenas as plataformas *off-shore*. A utilização do GLC se justifica principalmente pela robustez do método, uma vez que do ponto de vista energético, é o menos eficiente. Em média, poços operando por GLC exigem menos intervenções para manutenção.

O GLC tem como princípio fundamental de funcionamento a injeção de gás no fundo do tubo de produção, para diminuir a densidade da coluna de fluido contida em seu interior, e consequentemente, a pressão de fundo. Com isso, a diferença de pressão à frente dos canhoneados poço aumenta e, consequentemente, a vazão de líquido produzido também aumenta.

No funcionamento de um poço GLC, tipicamente, os operadores tem duas formas de atuação. A primeira é atuar diretamente no *choke* de injeção, regulando assim, a vazão de gás sendo injetada no sistema. A outra é manipular a abertura do *choke* de produção, definindo a vazão de produção e a pressão na cabeça do poço. Atualmente, muitas das operações em poços GLC ainda são feitas manualmente, com um baixo nível de automação e um alto grau de interferência dos operadores.

Na prática, a operação segue um caráter conservativo, procurando manter a produção contínua e sem intervenções, mesmo que de forma ineficiente. Este cenário é justificado pelo valor associado ao petróleo, onde a perda de produtividade é indesejada. A operação pode, inclusive, apresentar complicações onde as principais variáveis do sistema podem atingir valores fora dos patamares definidos para a operação. Pela presença de inúmeros sistemas de intertravamento para segurança dos operadores e da própria estrutura da plataforma, esta situação pode levar ao procedimento de “Parada de Emergência” de toda a plataforma. A produção pode ser otimizada com o aumento do nível de automação.

Na operação de um poço operando por GLC, quando mantidas estáveis as condições de superfície, é possível traçar uma relação estática entre a vazão de óleo produzido e a vazão de gás sendo injetada. A curva gerada é denominada WPC, do inglês *Well Performance Curve*. A partir desta curva, determina-se o valor de injeção relacionado à máxima produção, podendo ser chamado de “ótimo ideal” Q_{id}^* . Entretanto, na prática, devem ser considerados também, o custo de compressão do gás, o valor econômico do gás e da água que o poço pode produzir, levando o ponto de operação para a região do ótimo econômico Q_{ec}^* , que tem $Q_{ec}^* < Q_{id}^*$.

1.1 A Repartida no Contexto GeDIg

A maximização da produção de um conjunto de poços é uma tarefa mais complexa do que propriamente determinar o ponto ótimo de operação de um poço, a partir da curva *WPC*, pois por exemplo, o problema de otimização deve levar em conta que apenas uma fonte de gás alimenta todos os poços simultaneamente. Assim, é necessário um sistema automático que possibilite a sua operação ótima, cobrindo qualquer eventual cenário de operação.

Este trabalho aborda o problema da repartida de poços operando por injeção contínua de gás dentro do contexto do projeto “Desenvolvimento de Algoritmos de Controle para Métodos de Elevação Artificial”. O projeto é desenvolvido em parceria do DAS/UFSC com o CENPES/PETROBRAS e com relação ao *gas-lift* contínuo, propõe a elaboração de sistemas de controle que proporcionem a operação automática de um conjunto de poços, maximizando a produção total. Os participantes do projeto são listados a seguir:

- Alex Teixeira, Eng. CENPES/Petrobras;
- Agostinho Plucênio, Prof. DAS/UFSC;
- Daniel Pagano, Prof. DAS/UFSC;
- Eduardo Camponogara, Prof. DAS/UFSC;
- Ubirajara Moreno, Prof. DAS/UFSC;
- Allison Maia, graduando DAS/UFSC;
- Anderson Faller, graduando DAS/UFSC;
- André Traple, graduando DAS/UFSC;
- Andrés Codas, graduando DAS/UFSC;
- Bernardo Ordonez, mestrando PGEAS/UFSC;
- Carlos Alberto Gonzaga, mestrando PGEAS/UFSC;
- Eduardo Leal, graduando DAS/UFSC;
- Gabriel Nascimento, graduando DAS/UFSC;
- Renan Jark, graduando DAS/UFSC;

- Rodrigo Donadel, graduando DAS/UFSC;
- Rodrigo Morasco, graduando DAS/UFSC;
- Roni Rigoni, graduando DAS/UFSC;

O procedimento de otimização é baseado na curva *WPC* de cada poço, que é estimada pelo próprio sistema, e tem como objetivo maximizar a produção total. O procedimento precisa considerar duas situações distintas: a primeira está relacionada à operação normal, com disponibilidade de gás para todos os poços operarem; e a segunda trata de eventuais problemas nos compressores, onde um novo procedimento de otimização precisa ser feito considerando a indisponibilidade de gás. Neste cenário de restrição quanto ao fornecimento, alguns poços precisarão ser parados como alternativa para que a maximização da produção total não seja tão afetada.

Uma vez restabelecido o suprimento de gás, é necessário realizar a repartida dos poços que foram fechados, e colocá-los em operação novamente. O procedimento está entre os mais complexos efetuados sobre um poço e exige cuidado especial quando realizado. Uma repartida mal executada pode levar o poço a apresentar um comportamento instável, caracterizado por oscilações na vazão de líquido produzido. Estas oscilações são conhecidas, no dia-a-dia da indústria de petróleo, como golfadas severas e implicam em perda de produtividade uma vez que a vazão atinge valores longe do ponto de operação desejado. Além disso, as golfadas são complicadores para o processo de separação, que precisa ocorrer a pressão constante. Golfadas com picos de vazão muito elevado podem inclusive transbordar o separador.

A repartida precisa ser executada cautelosamente para garantir que as principais variáveis do sistema se mantenham dentro dos limites estabelecidos para operação. Este conservadorismo é justificado pela presença de muitos sistemas de intertravamento em uma plataforma. Em caso de valores acima destes limites, pode ocorrer o desligamento de emergência de toda a unidade, o que significa maiores perdas econômicas e desperdício de tempo.

Atualmente, o procedimento de repartida é realizado de forma manual como uma sequência de operações envolvendo abertura de válvulas e monitoramento de variáveis como a pressão no *manifold*, vazão de gás de injeção, a pressão de fundo, a pressão na cabeça, e observação do comportamento da vazão de líquido saindo do poço. Este procedimento tem um alto grau de dependência do operador, apresentando uma grande variabilidade, com diferentes comportamentos e durações do procedimento.

1.2 Motivação e Proposta de Trabalho

Diante do contexto descrito, o desenvolvimento de estratégias de controle para a repartida automática de poços tem grande importância, podendo contribuir para uma melhora significativa na otimização da produção.

Inicialmente, este trabalho vislumbra um maior entendimento do procedimento da repartida, procurando identificar as principais complicações, e associá-las as condições de operação do procedimento. Também procura-se analisar o grau de influência que cada uma das variáveis de entrada tem sobre o procedimento.

O número de publicações abordando o problema da repartida é bastante restrito. Para contornar esta dificuldade e manter a pesquisa alinhada com o nível de instrumentação das instalações atuais, o trabalho apresenta o levantamento e análise do procedimento executado pelos operadores da Petrobras. No entanto, a empresa não dispõe de dados detalhados, informando a frequência de execução do procedimento e a parcela mal realizada.

Posteriormente, são estudadas estratégias automáticas de controle para o procedimento da repartida, segundo o contexto do projeto no qual este trabalho está inserido. Dentre os objetivos para o procedimento, deve-se buscar reproduzir uma repartida bem comportada, primando por levar o poço até a operação normal com uma trajetória suave para a vazão de líquido, amenizando o máximo possível as oscilações, ou golfadas. Além disso, por razões econômicas, o procedimento deve acontecer, em menor tempo possível, primando pelo requisito de evitar as golfadas, seguindo uma abordagem conservativa.

Finalmente, é interessante obter um procedimento para a padronização da repartida dos poços, buscando diminuir o grau de interferência dos operadores no comportamento das variáveis do processo.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação está organizada de acordo com a seguinte estrutura de capítulos, brevemente descritos abaixo:

- **Capítulo 2 - Elevação Artificial Por Injeção Contínua de Gás**

Neste capítulo são apresentadas as principais características dos reservatórios e poços surgentes, assim como as mudanças que ocorrem ao longo de sua vida produtiva. Os principais métodos de elevação artificial são discutidos neste capítulo, com breve descrição de seus princípios de funcionamento. O estudo é focado para o método conhecido com elevação por injeção contínua de gás, ou *Gas-Lift* Contínuo (GLC). São discutidos aspectos relevantes para a operação de um poço GLC, tanto do ponto de vista de modelos de fluidodinâmica, isto é, relacionado ao escoamento multifásico, quanto para modelos para controle, refletidos através das principais variáveis de interesse. Uma breve análise bibliográfica relacionada ao desafio da automação de poços operando por GLC é feita, onde são levantadas as principais linhas de pesquisa que podem ser encontradas na literatura.

- **Capítulo 3 - Modelagem do Poço Utilizado como Caso de Estudo**

Este capítulo apresenta o simulador utilizado no trabalho *OLGA2000*, bastante consolidado na indústria de petróleo e gás. Os principais pontos relacionados à modelagem do poço real da empresa Petrobras são descritos. São apresentados os resultados de simulação de um poço operando por GLC, mostrando as possíveis complicações que são descritas no capítulo 2.

- **Capítulo 4 - Análise da Repartida de Poços Operando por GLC**

Neste capítulo, é realizado o estudo da execução do procedimento da repartida na Petrobras. Além disso, são realizadas simulações do procedimento em malha aberta para analisar o comportamento das principais variáveis do processo. A influência de cada uma das variáveis manipuláveis na evolução do procedimento é analisada. O capítulo é finalizado com a formulação do problema da repartida no contexto de controle de processos, onde são apresentados os principais requisitos que a automação da repartida deve atender.

- **Capítulo 5 - Proposta de Estratégias para o Controle da Repartida de Poços GLC**

Este capítulo descreve duas propostas de estratégias automáticas para o procedimento de repartida. Uma é baseada em controle clássico do tipo PI combinada com uma estratégia de estimação da referência do laço de controle de pressão de fundo. A segunda estratégia é baseada num controlador nebuloso utilizando medições de baixo custo como a pressão de fundo e pressão na cabeça do poço. Os resultados das simulações da aplicação das estratégias são apresentadas juntamente com os resultados da repartida quando mal executada. A análise dos resultados das duas estratégias é discutida.

- **Capítulo 6 - Conclusões**

Finalmente, são relatadas as conclusões e perspectivas futuras acerca da estratégia proposta para a repartida automática de poços operando por GLC.

Capítulo 2

Elevação Artificial por Injeção Contínua de Gás

Neste capítulo, são apresentados resumidamente os aspectos da produção de petróleo, assim como conceitos relacionados à produção por elevação natural. Os principais métodos de elevação artificial são listados, destacando o *gas-lift* contínuo (GLC). Os possíveis modos de funcionamento de um poço operando por injeção contínua de gás são descritos.

Um levantamento do estado da arte para o problema da automação de poços operando por GLC no Brasil é apresentado, discutindo brevemente os trabalhos abordando este tema. Ao final deste capítulo, o desafio relacionado ao desenvolvimento de um sistema automático de gerenciamento e otimização da produção de um conjunto de poços operando por GLC é lançado, juntamente com a necessidade de automatizar o procedimento de repartida.

2.1 Elementos da Produção de Petróleo

Um típico sistema de produção de petróleo, como mostrado em Guo *et al.* [2007], é constituído de subsistemas como: o reservatório, onde o fluido está situado; poço, por onde o fluido é retirado; a linha, para transporte dos fluidos até a superfície, separadores, e a linha dutoviária, que transporta os fluidos até o destino final (refinarias, tanques, etc.).

O reservatório é uma formação porosa e permeável contendo um volume de hidrocarbonetos (gás, petróleo ou ambos) confinado por uma rocha impermeável ou uma barreira de fluido. Pode ser considerado um sistema de pressão natural, como discutido em Thomas [2004]. A sua classificação

é feita de acordo com o comportamento da mistura contida no seu interior. Para determinar o estado físico e o tipo de fluido resultante, é necessário saber a composição da mistura e as suas condições de pressão e temperatura. O diagrama de fases permite prever este comportamento diante de possíveis mudanças nestas variáveis. Além disso, fornece informações importantes relacionadas às misturas bifásicas:

- ponto de orvalho é o ponto onde para uma pequena variação de Pressão-Temperatura de uma amostra de petróleo gasoso, forma-se a primeira gota;
- ponto de bolha é o ponto onde para uma pequena variação de Pressão-Temperatura de uma amostra de petróleo líquido, libera-se a primeira bolha de gás;
- pressão de saturação é o valor de pressão que começa e termina a vaporização de uma substância, mantida a temperatura constante, como ocorre nos reservatórios de petróleo;

O diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos geralmente apresenta linhas que representam a proporção de líquido e vapor da mistura a uma dada pressão e temperatura, como é mostrado na figura 2.1, adaptada de Plucenio [2003].

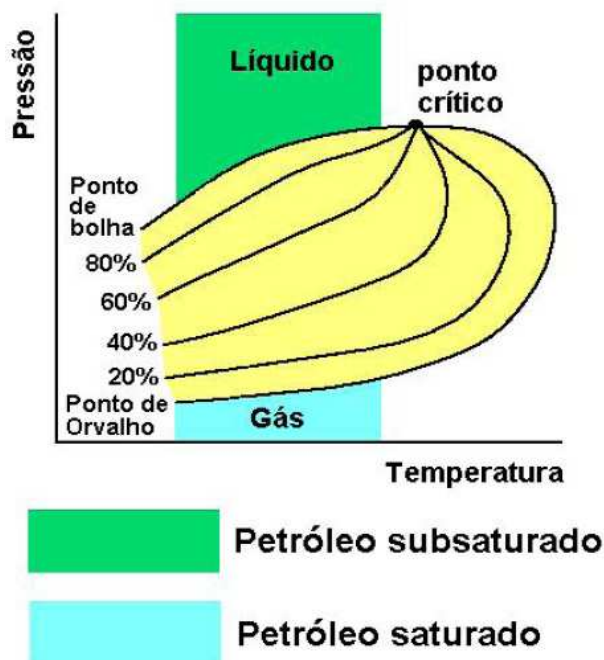


Figura 2.1: Típico diagrama pressão e temperatura do petróleo.

Em função das diferentes composições das misturas, e das condições de pressão e temperatura, são encontrados três tipos de reservatórios: apenas gás, apenas óleo ou com as duas fases em equilí-

brío. Uma mistura que se apresenta exatamente em seu ponto de bolha é chamada de óleo saturado, pois para qualquer diminuição em sua pressão, levará à vaporização de alguns componentes da mistura. De outra maneira, se a mistura está submetida uma pressão maior que a pressão de bolha, diz-se que o óleo é subsaturado.

O diagrama permite prever qual será a distribuição de fases do fluido produzido pelo reservatório. A medida que o petróleo é extraído do reservatório, a sua condição de pressão é alterada, geralmente representada por uma reta vertical, pois a condição de temperatura do reservatório se mantém constante.

É necessário considerar que as condições de pressão e temperatura na superfície são diferentes do reservatório. Assim, a distribuição de fases da mistura mudará ao longo do trajeto percorrido do reservatório até a superfície. No diagrama de fases, este fenômeno pode ser representado através de uma curva iniciando no ponto da condição do reservatório e terminando no ponto referente à superfície.

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de petróleo é que ele produza óleo, gás e água. Todas as vazões são expressas em metro cúbico *standard* por dia (*std m³/dia*) ou barril *standard* por dia (*stb/dia*), que retrata a medida da variável quando submetida às condições de superfície. O óleo é a parte da mistura de hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura atinge a superfície. Quando se diz que um poço está produzindo com uma vazão de 100 *std m³/dia* de óleo, entende-se que esta quantia se mantém na fase líquida, o que de fato interessa economicamente. Já o volume de gás produzido provém de três fontes. A principal é a porção da mistura que de fato, sob as condições de pressão e temperatura do reservatório, já se encontra na fase gasosa. As outras duas parcelas são provenientes do gás dissolvido no óleo e na água que vaporiza quando a mistura atinge a superfície. Esta última parte contribui pouco para o volume total de gás, sendo desconsiderada nos cálculos que são usuais no dia a dia da produção de petróleo. Já o volume de água produzido depende das condições em que ela está no meio poroso. Além disso, a água também pode ser originada de aquíferos adjacentes ao reservatório.

Dada a importância destas informações no gerenciamento da produção de petróleo, foram definidas algumas relações que as descrevem, e são ligadas tanto às características dos reservatórios quanto aos estágios de suas vidas produtivas. São elas, a razão gás-óleo RGO, que é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície; a razão água-óleo RAO, que é a razão da vazão de água e de óleo, também medidas nas mesmas condições, e o BSW (do inglês *basic sediments and water*), que é o quociente entre a vazão de água carregando sedimentos, e a vazão total

de líquidos e sedimentos. O RGO permite se ter uma ideia do nível de depletação¹ de um reservatório.

Durante a vida produtiva de um reservatório estas relações são geralmente registradas. Da mesma forma ocorre com as pressões, vazões e volumes totais produzidos, caracterizando o histórico da produção. Este tem como objetivo auxiliar no acompanhamento do reservatório, fornecendo uma melhor base de dados para análise e previsão de seu comportamento futuro.

2.2 Exploração de Poços

A exploração de um reservatório ocorre através da perfuração de um ou mais poços. Assim em termos práticos, os problemas relacionados à produção são vinculados diretamente à um poço. Desta forma, neste trabalho considera-se o poço como fonte do petróleo, uma vez que o foco é justamente a produção.

Após a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo pronto para produção, revestindo a fase perfurada com tubos de aço apropriado para esta aplicação. Segundo Plucenio [2003], este revestimento pode ir do fundo até o início do revestimento anterior, quando é chamado de *liner* ou até a superfície, chamado de *casing*. O espaço anular poço aberto-revestimento é cimentado para isolar diferentes formações. A figura 2.2 ilustra, de forma simplificada, os principais elementos de um poço pronto para a produção, ou “*completado*”, como é usualmente dito na indústria de petróleo e gás. Parte da seção do revestimento em frente à zona saturada de petróleo é canhoneada para permitir a entrada deste para o interior do poço. A operação de canhoneio consiste na detonação de cargas moldadas que perfuram o revestimento, a camada de cimento no espaço anular poço-revestimento, e penetram algumas polegadas na formação. O diâmetro de entrada do orifício produzido pelo tiro, a penetração, a densidade de disparos e a distribuição angular dos disparos varia conforme o canhão e a carga utilizada.

O “*packer*” de produção é o elemento que permite ancorar o tubo de produção no fundo do poço e isolar hidráulicamente o espaço anular revestimento-tubo de produção abaixo e acima do mesmo.

O “*choke*” de produção é uma válvula de orifício construída para resistir ao efeito erosivo de partículas sólidas eventualmente contidas no fluido produzido. Em geral, os poços exploratórios são testados e os procedimentos de testes de formação são uma forma de identificação onde o sistema é perturbado pelo acionamento de válvulas instaladas na coluna de teste e na cabeça do poço e as

¹A depletação representa o quanto de petróleo já foi retirado, ou também a fração de componentes mais voláteis da mistura dentro do reservatório

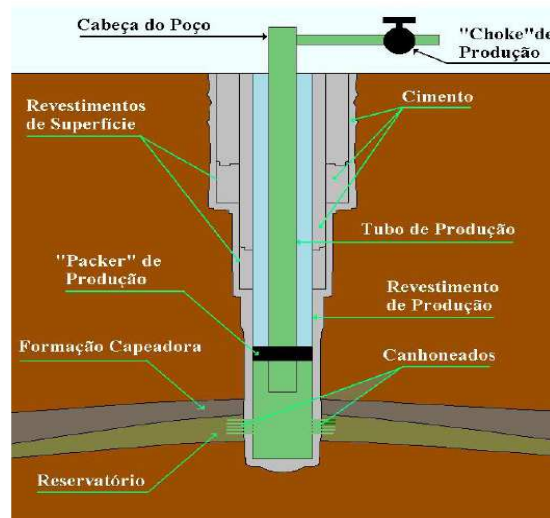


Figura 2.2: Diagrama esquemático de um poço e seus elementos.

variáveis como pressão e temperatura são registradas, tanto no fundo quanto na superfície. Pode-se destacar como principais resultados de um teste de formação, a determinação de:

1. pressão estática do reservatório;
2. permeabilidade;
3. curva IPR (*Inflow Performance Relationship*);
4. análise PVT (Pressão, Volume, Temperatura) do fluido de formação;
5. teor de areia (BSW);
6. razões RAO e RGO;

2.2.1 Elevação Natural

A **elevação natural** ocorre quando os fluidos contidos no interior de um reservatório atingem livremente a superfície, em poços chamados de **poços surgentes**. O fenômeno se manifesta geralmente no início da vida produtiva devido à pressão do reservatório, na maioria dos casos, ser equivalente a uma coluna de água salgada. Dado que a densidade do óleo é menor que a da água, a pressão exercida por uma coluna de petróleo é menor que a pressão do reservatório. Como a produção implica em fluxo, considera-se também um acréscimo na pressão necessária devido ao atrito. O fluxo

de fluídos do poço até os processos subsequentes - separação, tratamento, armazenamento - acontece unicamente devido à energia do reservatório.

Dentre os inúmeros fatores que determinam a produção por elevação natural, merecem destaque a pressão do reservatório, as propriedades do fluido, a característica dos equipamentos utilizados no sistema de produção (coluna e linha de produção, restrições no fluxo, entre outros).

Outro fator determinante para o fenômeno é o *Índice de Produtividade* (IP), que descreve a razão entre a variação da vazão ΔQ e a variação na pressão de fundo ΔP_{wf} , $\frac{\Delta Q}{\Delta P_{wf}}$. Segundo o Relatório I do Projeto, desde o início da exploração de petróleo buscou-se uma relação, em regime permanente, entre a vazão de produção e a pressão de fundo P_{wf} , na frente dos canhoneados.

Este valor pode ser considerado constante pela sua variação lenta ou para os casos onde a pressão de fundo se mantém acima da pressão de saturação, isto é, para um fluido subsaturado. Esta relação é expressa na equação 2.1, e é representada graficamente na figura 2.3, Plucenio [2003].

$$P_{wf} = P_{res} - \frac{q}{IP} \quad (2.1)$$

Onde P_{res} é a pressão estática do reservatório.

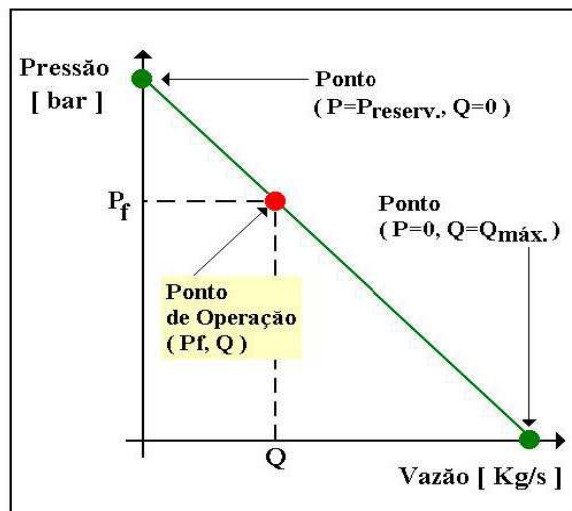


Figura 2.3: curva IPR linear para fluido subsaturado.

Em 1968 J. V. Vogel trabalhou na busca de expressões para a vazão de óleo cru versus pressão de fundo para poços produzindo por mecanismo de gás dissolvido (*solution gas drive*)², em diferentes

²De acordo com Thomas [2004], são três os principais mecanismos de produção de reservatórios: mecanismo de gás em

estágios de depleção, diferentes características de permeabilidade relativa e do óleo produzido. Em seu estudo, foi observado um comportamento adimensional muito similar para a maioria dos casos investigados. Foi estabelecida uma curva empírica(2.2) que melhor se adequava e hoje leva seu nome. A sua representação tem a forma apresentada na figura 2.4, adaptada Plucenio [2003].

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \quad (2.2)$$

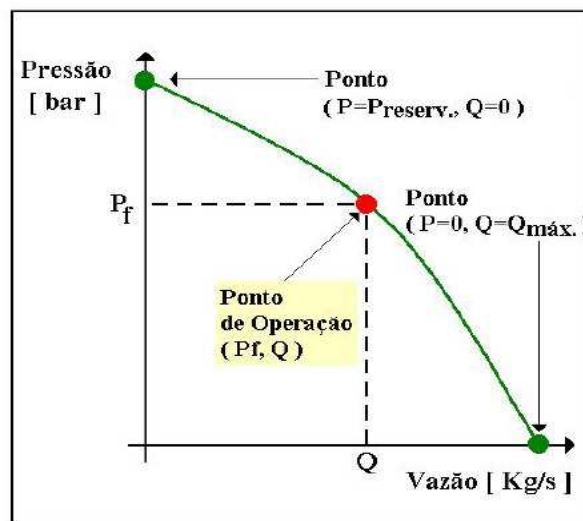


Figura 2.4: Curva IPR de Vogel para fluido saturado.

Embora a curva tenha sido formulada para poços apresentando apenas fluxo bifásico de óleo e gás, sua aplicação apresenta bom comportamento quando é estendida para poços operados por capa de gás ou pequeno influxo de gás. Também apresenta bons resultados quando aplicados a fluxo trifásico desde que com BSW não muito elevado.

Uma terceira relação IPR, bastante utilizada, considera a possibilidade de produzir, em um mesmo poço, os dois tipos de óleo: (i) saturado; ou (ii) insaturado. Uma parte da curva cobre o primeiro caso, enquanto, a outra parte está relacionada a operação com pressão e temperatura de fundo que caracterizam um ponto abaixo do ponto de bolha. Definem-se então as seguintes variáveis:

- P_{sat} , Pressão de saturação.
- Q_{sat} , Vazão de líquido para pressão de fundo igual a pressão de saturação.

solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água. Os dois primeiros são exclusivamente de reservatórios de óleo. O terceiro pode ocorrer também em um reservatório de gás.

- $Q_{max.}$, Vazão máxima de líquido para pressão de fundo igual a zero.
- P_{wf} , Pressão na frente da zona canhoneada (*Pressure well flowing*).

A equação (2.3) mostra esta relação IPR. A expressão é uma combinação de uma relação linear e a expressão de Vogel. Note-se que para $P_{wf} = P_{sat.}$ tem-se a vazão igual a $Q_{sat.}$ e para $P_{wf} = 0$ obtém-se a vazão máxima $Q_{max.}$.

$$q = Q_{sat.} + (Q_{max.} - Q_{sat.}) \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{sat.}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{sat.}} \right)^2 \right] \quad (2.3)$$

A figura 2.5, adaptada do Relatório II do Projeto, mostra um gráfico típico para este tipo de representação.

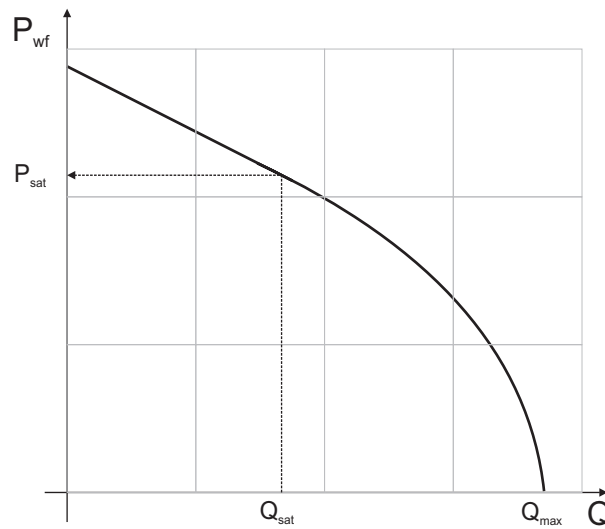


Figura 2.5: IPR linear + Vogel.

2.3 A Necessidade de Elevação Artificial

A medida que os fluidos do reservatórios vão sendo extraídos, sua pressão média cai, numa taxa que depende, dentre outros fatores, do seu tamanho e da taxa de produção. A queda de pressão média do reservatório é registrada originando uma nova curva IPR, como mostra a figura 2.6 (adaptada Plucenio [2003]). A vazão de produção depende da pressão na frente da zona canhoneada P_{canh} e pode ser representada pela soma da queda de pressão no revestimento P_r , a queda de pressão no tubo de produção P_{tubing} e a pressão na cabeça do poço $P_{cabeça}$.

$$P_{canh} = P_r + P_{tubing} + P_{cabeça} \quad (2.4)$$

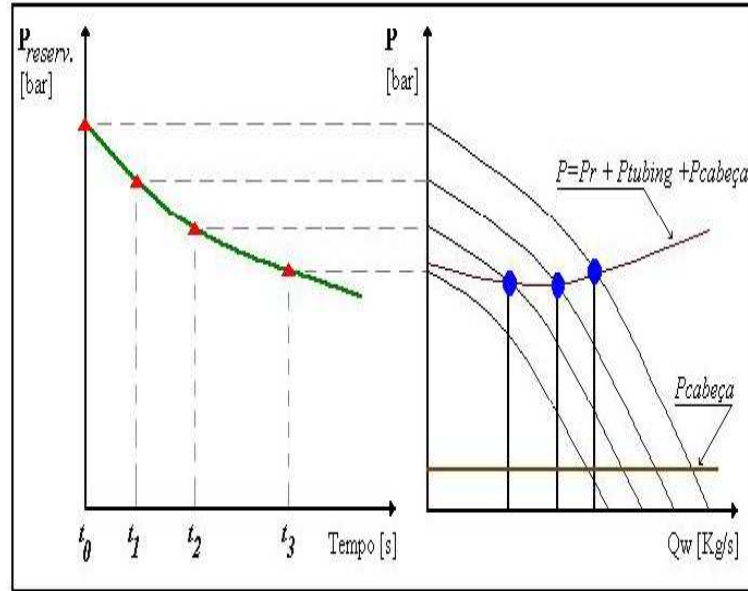


Figura 2.6: Queda de produção em função da pressão no reservatório.

As componentes P_{tubing} e a P_r possuem um termo relacionado à gravidade e outro devido ao atrito. O termo $P_{cabeça}$ é regulado para obter a vazão desejada na saída do poço. Entretanto, a tarefa de regulação apresenta um limite inferior, representado pela reta horizontal na figura 2.6, que é o valor de pressão de cabeça necessário para o correto funcionamento dos processos seguintes (linha de produção, separador, etc.).

O plano de exploração de um reservatório poderá, em um dado momento da vida produtiva, lançar mão de algum método de recuperação secundária, que dentre outros efeitos pode agir na pressão do reservatório, como a injeção de água, gás, vapor, polímero, etc. A escolha do método e o momento de sua aplicação dependem de uma análise econômica, das características do reservatórios e do fluido da formação. Também existe a possibilidade da aplicação de um método de recuperação secundária, injetando fluido em poços injetores, combinando com algum método de elevação artificial nos poços produtores.

A medida que os líquidos vão sendo extraídos do reservatório, o diferencial de pressão à frente dele vai caindo e conseqüentemente a vazão de líquido também. Quando a pressão do reservatório atinge um valor menor que o necessário para vencer a pressão exercida pela coluna de fluido acima dela acrescida da parcela relacionada ao atrito, o poço deixa de ser surgente. Neste momento, ou até

mesmo antes, quando o poço começa a produzir com uma vazão economicamente inviável, faz-se necessária a aplicação de algum método de elevação artificial, que forneça a energia necessária ao sistema para que o poço continue produzindo a patamares aceitáveis.

Existem diferentes tipos de métodos de elevação artificial na indústria de petróleo e gás, e os mais utilizados são:

- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP)
- Bombeio Mecânico com Hastes (BM)
- *Gas-Lift* Contínuo e Intermitente (GLC e GLI)

A seleção do método mais apropriado para um determinado poço ou campo depende de vários fatores. Os principais são: o número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, pressão do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, e equipamento disponível. Além disso, deve-se analisar a disponibilidade de insumos necessários para a implementação do método como energia elétrica para as bombas ou gás para injeção e também a inclinação do poço, uma vez que, o bombeio mecânico não funciona para poços inclinados.

2.4 Elevação Artificial por Injeção Contínua de Gás

O *gas-lift* contínuo tem como princípio de funcionamento a injeção contínua de gás a alta pressão no tubo de produção. O seu objetivo é gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície, diminuindo a sua densidade média.

A utilização de GLC é apropriada para poços com IP acima de $1.0(Sm^3/d)/kgf/cm^2$. Também é indicado em poços com pressão estática suficiente para suportar uma coluna de fluido entre 40% e 70% da profundidade total do poço.

No entanto, o método não é recomendado para reservatórios já muito depletados, com pressão estática muito menor do que a pressão original. Isto se deve a um limite máximo possível para diminuir o peso do fluido no tubo de produção, e ao mesmo tempo manter uma vazão de produção economicamente interessante.

Comparativamente a outros métodos de elevação, o GLC apresenta desempenho igual ou melhor em relação à produção de sólidos, corrosão e temperatura. Mostra-se também muito versátil em termos de vazões e de profundidade, dependendo da pressão de compressão do gás de injeção. Diferentemente do que ocorre com os outros métodos de elevação artificial onde a fração de gás no fluido produzido representa uma desvantagem, ela favorece a elevação por GLC.

Como outras vantagens, os custos iniciais e de manutenção dos equipamentos serem menores do que de outros métodos; e também a facilidade de instalação e operação. Além disso, o método apresenta uma alta robustez quanto ao seu funcionamento. Poços operando por GLC exigem, em média, menos intervenções para manutenção.

Um típico sistema de produção operando com GLC, ilustrado na figura 2.7 (adaptada de Plucenio [2003]), apresenta como principais elementos:

- Válvulas de *gas-lift* (válvula de descarga e operadora)
- *choke* de produção;
- *choke* de injeção de gás;
- separador água-óleo-gás;
- Compressor;
- Tubo de produção;
- Espaço anular;
- Revestimento.

O espaço anular é a região delimitada pelo tubo de produção e pelo dutos do revestimento. Em instalações recentes vem sendo utilizadas válvulas operadoras do tipo *check-valve*, que permite fluxo em apenas uma direção, a fim de evitar-se que o fluido do tubo de produção passe para o anular.

Dado que o GLC é baseado na gaseificação do fluido produzido pelo poço, que pode ser uma mistura de gás, óleo, água e resíduos, este método se mostra um processo interessante como tema de pesquisa, por se tratar de um problema apresentando escoamento multifásico.

Em um sistema GLC, os quatro diferentes padrões de regimes de escoamento em dutos estão presentes, e dependem da vazão de gás injetado. Estes regimes são definidos de acordo com a diferença de velocidade entre as fases e a geometria das fases líquida e gasosa, e como estas influenciam

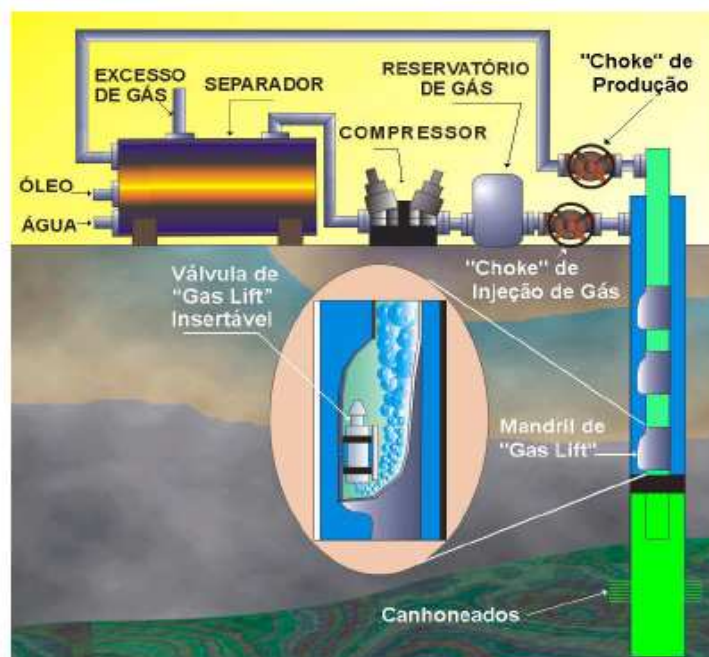


Figura 2.7: Sistema produzindo por GLC.

no gradiente de pressão do tubo de produção. Supondo o deslocamento da mistura até a superfície, é possível caracterizar estes regimes.

Partindo de uma condição com o poço parado, sua pressão de fundo é igual ou superior à pressão no reservatório. Quando a pressão do anular no ponto de injeção for levemente maior que pressão no tubo de produção no mesmo ponto, inicia-se a entrada de gás do anular para o tubo de produção. O gás, por ser mais leve, viaja para a superfície, gaseificando o fluido do tubo de produção. Desta forma, a pressão de fundo diminui, permitindo o fluxo do reservatório para o sistema.

Para o caso de baixos valores de vazões, o gás entra e sobe até a superfície na forma de pequenas bolhas dispersas na fase líquida, esta ainda contínua. Este padrão de fluxo é chamado do tipo "*bolha*" e ocorre geralmente próximo ao fundo do poço, quando o tubo de produção está quase completamente cheio de líquido. As bolhas de gás movem-se à diferentes velocidades, dependendo de seu diâmetro. As maiores sobem mais rapidamente, fundindo-se com algumas bolhas menores. Já o líquido move-se lentamente com velocidade praticamente constante. Pode-se dizer que este tipo de regime tem pouco efeito no gradiente de pressão.

Com a mistura subindo, a pressão diminui, liberando mais gás dissolvido no fluido. A medida que a pressão continua caindo, a agregação do gás se intensifica até um ponto que as bolhas são suficientemente grandes para praticamente ocupar a seção do tubo de produção. Já o fluxo da fase

líquida ainda é contínuo e desloca-se para a superfície com velocidades variáveis, com bolsões de gás em seu interior. É o que denomina-se o fluxo do tipo “*golfada*”. Além disso, uma camada fina de líquido viaja próxima a parede do duto, com velocidades menores que a das golfadas. Esta mudança brusca das velocidades faz com que a densidade e a perda por atrito varie excessivamente ao longo do duto.

A velocidade do líquido aumenta e a fase se dispersa, quando pressões menores são atingidas. Além disso, o volume de gás aumenta devido à expansão do gás e também pela liberação contínua de gás da solução. A golfada de líquido tende a desaparecer.

O gás com gotas de líquido em suspensão se desloca com maior velocidade pelo centro do tubo de produção. Parte do líquido sobe junto à parede caracterizando o regime de fluxo do tipo “*anular*”. Enquanto a fase líquida pouco interfere no gradiente de pressão, o efeito da fase gasosa é maior.

Continuando a subida da mistura, e conseqüentemente queda de pressão, a expansão do gás é tal que o filme de fase contínua do líquido desaparece e todo o líquido é carregado pelo gás na forma de gotículas. Para este caso, temos o regime do tipo “*nevoeiro-anular*”.

Os tipos de regimes geralmente dependem das características dos fluidos produzidos, das condições de pressão e profundidades do poço, podendo ocorrer mais de um caso em uma mesma unidade. Para o caso do GLC, destaca-se como principal fator determinante, a vazão de gás entrando no tubo de produção. Durante a operação do poço normalmente predomina o fluxo do tipo “*anular*”.

Os padrões de regime estão diretamente ligados ao que se conhece por velocidade superficial, definida como a velocidade que a fase teria caso esta ocupasse toda a seção do duto. Pode-se expressar este conceito para o caso do gás u_{sg} e do líquido u_{sl} através das relações (2.5) e (2.6), respectivamente:

$$u_{sg} = q_g/A \quad (2.5)$$

$$u_{sl} = q_l/A \quad (2.6)$$

Enquanto a velocidade real de cada uma das fases é expressa respectivamente, em (2.7) e (2.8):

$$u_g = q_g/A \cdot H_g \quad (2.7)$$

$$u_l = q_l / A \cdot H_l \quad (2.8)$$

Sendo A a área do tubo de produção e H o *hold-up* de uma dada fase, isto é, a razão entre o volume de um segmento de tubo ocupada por ela, e o volume total do mesmo segmento.

Outra variável interessante do processo é conhecida como velocidade de escorregamento u_s , sendo definida como a diferença entre as velocidades reais das fases gasosa e líquida. É expressa de acordo com a relação (2.9).

$$u_s = u_g - u_l = u_{sg} / H_g - u_{sl} / H_l \quad (2.9)$$

A mudança e predominância dos tipos de regime são regidas pela vazão de gás no tubo de produção q_g , que está diretamente ligada à velocidade do gás u_g . Na figura 2.8, é mostrada esta mudança em função da variação de u_g .

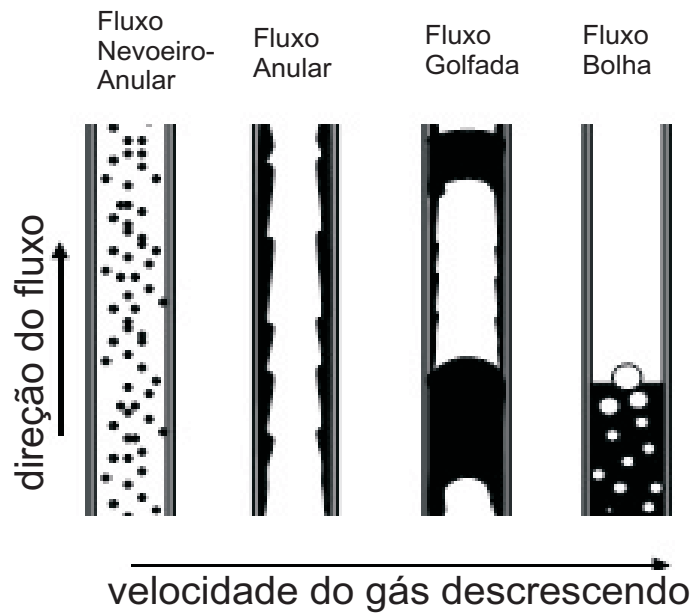


Figura 2.8: Quatro regimes de fluxo presentes em poços *gas-lift*.

Os problemas relacionados à operação de poços operando por GLC, olhado mais a fundo, são decorrente desta mudança dos padrões de fluxo. Dado que a medição de processos multifásicos é custosa, é comum expressá-las em termos de variáveis corriqueiras e de medição barata, como as pressões de fundo e na cabeça do poço.

2.4.1 Modos de Funcionamento de Poços Operando por GLC

Para o melhor entendimento de um sistema produzindo por GLC, pode-se separar a sua operação em três diferentes modos de funcionamento:

- O regime normal de operação;
- O funcionamento durante a partida;
- O funcionamento durante a repartida;

O Regime Normal de Operação

No regime normal de operação, o gás é injetado a partir da superfície no anular, viajando até a altura da válvula operadora, e entrando no tubo de produção. O líquido produzido pelo poço é gaseificado, com a mistura seguindo até a superfície. Já na superfície, o fluido passa pelo *choke* de produção e segue para o separador água-óleo-gás, onde o processo de separação ocorre com uma pressão constante. O separador possui em sua saída dois possíveis caminhos para o gás produzido. Um deles leva para o compressor e o outro para liberação do excesso. Embora recentemente, esta segunda saída vem sendo desconsiderada, uma vez que normalmente vários poços operam, necessitando de maior suprimento de gás. Do compressor o gás segue para o *gas-lift manifold*, uma junção de todos os compressores de gás e responsável pelo fornecimento de gás à cada um dos poços em operação, como mostra a figura 2.9. Do *manifold* a vazão de gás passa pelo *choke* de injeção, completando o ciclo.

Os sistemas operando por GLC apresentam um comportamento estático particular, relacionando a vazão de injeção Q_{inj} com a vazão de líquido Q_{liq} na saída do poço. Uma relação IPR, equações (2.1), (2.2) e (2.3), indica que a vazão de líquido produzido depende diretamente da pressão de fundo P_{wf} . Supondo que o ponto de injeção é suficientemente próximo desta região, é possível analisar qualitativamente a influência da vazão de injeção na quantidade de líquido produzido pelo poço.

Quando o poço opera em regime permanente com um baixo valor de injeção, a parcela de perda por atrito pouco influencia no sistema. A componente gravitacional predomina na pressão de fundo P_{wf} .

O decréscimo da injeção de gás diminui a gaseificação. O fluido do tubo de produção fica mais pesado, aumentando a P_{wf} e diminuindo a vazão de produção. De modo inverso, com o aumento da

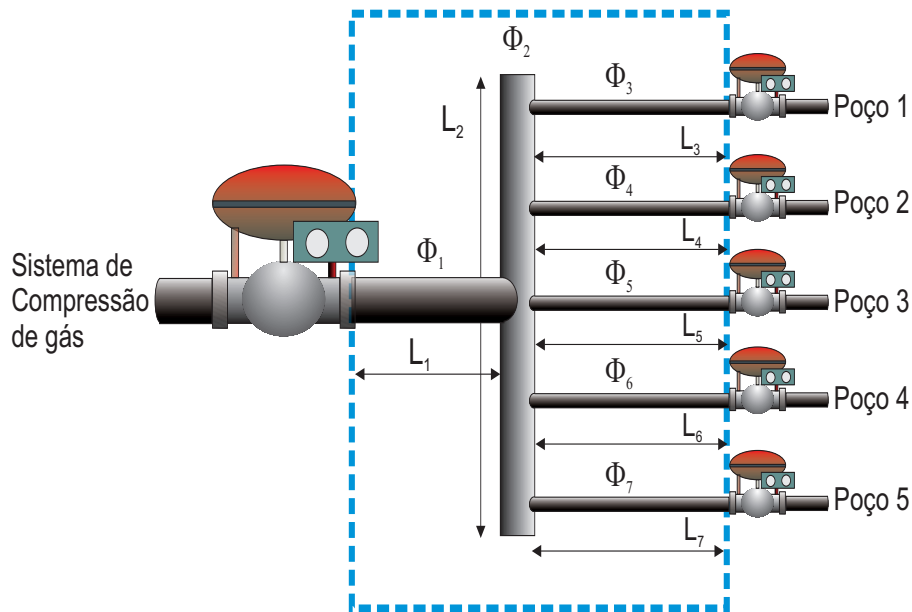


Figura 2.9: Sistema de fornecimento de gás pra um conjunto de poços operando por GLC.

vazão de injeção, a densidade média da mistura na coluna de produção diminui, e consequentemente, a pressão de fundo cai, aumentando a vazão de líquido.

Este comportamento é intuitivo, com a produção crescendo de acordo com o aumento da vazão de injeção. No entanto, embora a parcela gravitacional da pressão diminua a medida que a vazão de injeção cresce, a parcela relacionada ao atrito aumenta, até que a partir de um valor passa a ser predominante no sistema. Na prática, esta curva estática é chamada de WPC, do inglês *Well Performance Curve*, e graficamente tem a característica mostrada na figura 2.10, adaptada de Plucenio [2003].

O ponto P_1 está relacionado à máxima produção do poço, sendo assim considerado o ponto ótimo “ideal” (q_{inj}, q_{liq}^{max}). Entretanto, na prática, os poços dificilmente operam nele, pois a otimização da produção, geralmente considera os valores relativos ao custo do óleo, da compressão do gás, e do tratamento da água. Desta forma, o ponto ótimo na realidade situa-se levemente à esquerda de P_1 , também ilustrado na figura. A operação acima do ponto P_1 é inviável por não trazer ganhos para a produção e utilizar um alto valor de Q_{inj} .

Na figura também é indicado um aspecto interessante relacionado ao comportamento dinâmico do processo. Com a diminuição da injeção de gás, e assim, da influência do atrito no tubo de produção, o sistema passa a apresentar uma dinâmica mais oscilatória. Para valores menores que um limite mínimo de injeção, um comportamento instável predomina na operação. Logo esta curva tem caráter teórico, por não ser válida para o funcionamento abaixo do limite mencionado.

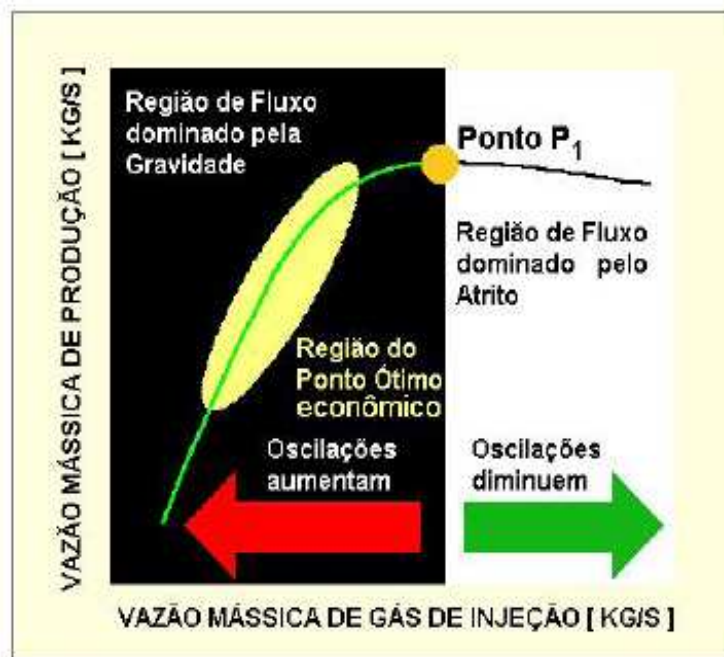


Figura 2.10: Curva estática WPC relacionando vazão de injeção e vazão de produção

As oscilações se devem principalmente à predominância do padrão de fluxo do tipo “*golfada*” dentro do tubo de produção. Entretanto, é comum caracterizá-la em termos da vazão de líquido na saída do sistema. Costuma-se dizer que o poço está operando sob regime de “*golfadas severas*”. Este modo de operação é extremamente indesejável uma vez que a eficiência do processo de separação cai drasticamente, representando perdas econômicas. Na prática geralmente definem-se limites mínimos de injeção para a operação segura. A definição é feita de forma bastante conservativa, evitando ao máximo o poço operar próximo desta região. Em caso da vazão de injeção, por ventura, se aproximar deste valor, o poço é fechado.

O Funcionamento Durante a Descarga

A operação de descarga geralmente é feita poucas vezes ao longo da vida produtiva de um poço: no início de sua vida produtiva; ou após paradas estratégicas para a realização de testes com o objetivo de determinar o BSW, o RGO, a pressão estática e levantar a curva IPR e a curva estática do poço.

A operação é chamada também de descarga de um poço e ocorre porque normalmente o espaço anular e o tubo de produção são ocupados por um fluido de completação, que é preparado com características de densidade e composição tal que amortecem o poço e não causam danos à formação. A operação de descarga serve para retirar este fluido e colocar o poço para produzir. O procedimento

é feito com a utilização de válvulas de descarga.

Existem dois tipos de válvulas de descarga: Válvulas Operadas por Pressão de Injeção, (do inglês *IPO - Injection Pressure Operated Valves*) ou Válvulas Operadas por Pressão da Coluna de Produção (do inglês *PPO - Production Pressure Operated Valves*). Estas válvulas são estrategicamente distribuídas ao longo do tubo de produção, de forma que, ao aplicar-se uma injeção de gás no anular, gaseifique o fluido contido no tubo de produção de forma sequencial. O procedimento pode ser ilustrado na figura 2.11, adaptada de Plucenio [2003].

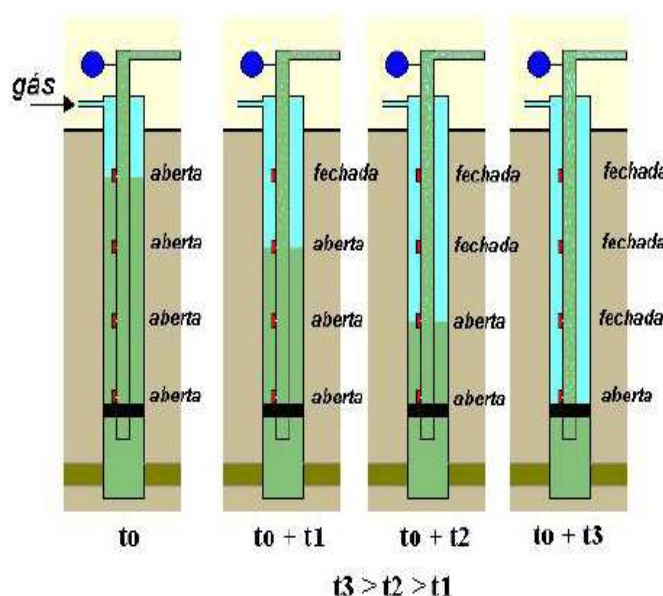


Figura 2.11: Etapas da descarga de um poço *gas-lift*.

Inicialmente, todas as válvulas de *gas-lift* estão abertas devido à pressão hidrostática do fluido ser igual a pressão do gás de injeção. Inicia-se a injeção de gás no anular com controle através do *choke* de injeção. À medida que o gás é injetado no anular, há um crescimento da pressão no anular. Assim, o fluido desloca-se do anular para o tubo de produção. O nível de líquido no anular atinge a primeira válvula. Em seguida, o gás começa a passar para o tubo de produção, gaseificando o fluido desta profundidade até a superfície, como é mostrado na figura 2.11. Isto ocorre no instante t_0 . Com a diminuição do gradiente hidrostático do fluido que está sendo gaseificado acima da primeira válvula, cria-se um diferencial de pressão entre o espaço anular e a coluna de produção na profundidade da primeira válvula. Este diferencial de pressão faz com que o nível do anular continue abaixando, uma vez que o líquido passa do anular para o tubo de produção através das válvulas mais profundas, ainda abertas. Este processo ocorre até que o nível do anular atinja a segunda válvula. Esta operação é lenta para evitar a danificação das válvulas.

Assim que a segunda válvula é descoberta, o gás flui para o tubo de produção pelas duas primeiras válvulas. O espaçamento das válvulas deve ser projetado de forma que a pressão disponível do gás permita que se atinja a válvula imediatamente inferior à que está operando. Também é indispensável uma correta escolha dos orifícios das válvulas, para permitir uma melhor gaseificação do fluido. O fechamento da primeira válvula ocorre devido à excessiva demanda de gás. Isto faz a pressão no anular cair, até ficar menor que a do tubo de produção e consequentemente fechá-las. A partir deste momento, a gaseificação da coluna de fluido será toda feita pela segunda válvula.

O processo continua da mesma forma até que se atinja a última válvula operadora. As válvulas acima desta devem estar fechadas, e a produção ocorrendo como a usual operação. Nesta fase a abertura do *choke* de injeção será ajustado para injetar a vazão desejada.

O Funcionamento Durante a Repartida

O terceiro modo de operação dos poços por GLC está relacionado à repartida, que ocorre toda a vez que é necessário recolocar um poço em operação, após ter sido fechado pelo procedimento de (*shutdown*). O procedimento difere da descarga, uma vez que, na repartida, o poço é colocado em operação através unicamente da válvula operadora. Este processo será abordado mais detalhadamente no capítulo 4. Tal procedimento vem ganhando destaque, dado que as unidades GLC no Brasil operando em águas profundas não tem válvulas de descarga, por oferecerem risco de falhas. Operações de manutenção nas unidades da Petrobras são extremamente custosas, já que suas instalações tem a cabeça do poço situada no fundo do mar.

2.4.2 Instabilidades na Operação de Poços GLC

Como descrito na seção anterior, o comportamento de um poço GLC já em operação depende da vazão de injeção. Para valores baixos de vazão, o processo apresenta um regime oscilatório na vazão de líquido e também em outras variáveis como pressão de fundo e pressão na cabeça. Estas oscilações podem, inclusive, se manifestar na vazão de óleo saindo do separador. A caracterização destes regimes vem sendo intensamente investigada, motivado principalmente pela queda na produção.

Um poço “enxerga” os outros poços do sistema de produção através de variáveis como: a disponibilidade de gás, a pressão na rede de fornecimento de gás, a pressão do reservatório e queda de pressão no *choke* de produção. A quantidade de gás disponível é limitada pelo número e capacidade dos compressores presentes. A pressão no *choke* de produção precisa ter um valor superior ao necessário para manter o fluxo na linha de produção. As variações da pressão de fundo criam um gradiente

de pressão no reservatório, dependendo das propriedades físicas da formação. A presença de falhas, mudança de porosidade e/ou permeabilidade também alteram a pressão dos reservatórios dos poços vizinhos.

Devido a este acoplamento, um poço operando sob este regime pode influenciar o comportamento dos outros poços. Em situações normais geralmente a pressão do separador é controlada, e assim, as golfadas podem ser absorvidas, não influenciando a queda de pressão na cabeça de outros poços. Entretanto, se a pressão na saída do poço tiver valor próximo da pressão do separador, esta cresce rapidamente transmitindo as oscilações para outros poços. Para evitar tal situação, pode-se utilizar normas de operação, como a realização do *shutdown* do poço em caso da queda de pressão ser maior que um determinado valor.

Em relação ao sistema de fornecimento de gás, o regime de instabilidade no topo de anular pode se propagar, caso a pressão do *gas-lift manifold* seja próxima do valor da pressão do topo do anular. E no caso do reservatório, o comportamento de mudanças periódicas da pressão e vazões pode se propagar através dele.

Resumidamente, este regime tem um custo elevado, não apenas pela queda de produção de um poço, mas também pela sua propagação para outros poços, podendo causar a parada dos mesmos, além de falhas no compressor, impactando negativamente na produtividade de todo o sistema.

Este regime pode ser analisado através de uma abordagem com modelos fluidodinâmicos ou com modelos para controle, estando a segunda relacionada com as variáveis mais comuns, como pressões e vazões do sistema. Desta forma, os trabalhos relacionados ao seu estudo geralmente procuram analisá-las seguindo este contexto. Entretanto, a análise fluidodinâmica também é necessária para um melhor entendimento.

Pode-se destacar dois principais fenômenos relacionados a este problema: o *casing heading* e o *density-wave*. O primeiro pode ser descrito como uma sequência cíclica de passos, como abordado em Petit [2006] e Hu [2004]:

- A passagem de gás cessa se a pressão no fundo do anular for menor que a pressão no tubo de produção à altura da válvula operadora. Porém, como o gás continua sendo injetado na superfície, a pressão do anular aumenta;
- Algum tempo depois, a pressão do anular volta a superar a pressão no tubo de produção, e o gás flui para o tubo de produção. Este volume de gás injetado faz a pressão do tubo de produção cair ainda mais e a pressão de fundo também. A vazão de líquido fluindo do poço para o tubo de produção cresce juntamente com a pressão na cabeça;

- A vazão de gás entrando no tubo de produção cresce abruptamente e a pressão no anular cai devido ao sistema de gás ser incapaz de fornecer esta vazão num curto intervalo de tempo. A vazão de óleo e gás produzidos atingem seus valores máximos, assim como a pressão na cabeça do poço.
- Com o caimento da pressão do anular, a vazão de gás entrando no tubo de produção diminui, fazendo com que a pressão de fundo aumente novamente. O mesmo ocorre com a pressão no tubo de produção à altura da válvula operadora, até se igualar à pressão no fundo do anular, cessando a passagem de gás para o tubo de produção.

Este fenômeno foi identificado e vem sendo pesquisado desde meados da década de 50. Inicialmente o problema era analisado apenas de forma estática, mostrando que o comportamento instável sempre ocorrerá na parte esquerda da curva WPC. Desta forma, o estudo da dinâmica envolvida no processo vem ganhando importância para um melhor entendimento do fenômeno.

As oscilações presentes podem não estar relacionadas apenas ao fenômeno de *casing-heading*, reforçando a necessidade de uma análise dinâmica do processo. Este comportamento instável remanescente está relacionado ao fenômeno *density-wave* como é mostrado em Hu [2004].

Este fenômeno está diretamente ligado à instabilidade dinâmica para sistemas bifásicos submetidos à uma pressão constante na entrada e na saída do sistema. O fenômeno é caracterizado pela operação em regime de golfadas severas na vazão de produção mesmo quando a vazão de gás entrando no tubo de produção é mantida constante. As pressões de fundo e na cabeça do poço descrevem um comportamento cíclico. O problema também é abordado por Petit [2006], propondo descrever o fenômeno como uma sequência de três passos:

- Na superfície Q_{liq} vai a zero, mas a pressão de fundo P_{wf} é menor que P_{res} . Assim, o óleo continua entrando no tubo de produção, levando a pressão de fundo próxima de P_{res} . Este fenômeno apresenta um mecanismo de auto-regulação: quanto mais líquido é produzido do reservatório, mais cresce a P_{wf} , consequentemente menos se produz, podendo até “matar” o poço, como é geralmente dito na prática;
- O segundo passo é caracterizado pela vazão nula de óleo, tanto na saída do sistema quanto no poço. Entretanto, o gás continua entrando no tubo de produção, fazendo com que sua fração mássica no fundo vá de 0 (secção do tubo totalmente cheio de óleo no passo anterior), para 1 (secção ocupada totalmente por gás). E o volume de óleo que entrou no tubo de produção na etapa anterior alcança a superfície promovendo uma queda de pressão no poço;

- A pressão de fundo novamente cai até um valor menor que P_{res} , a vazão de óleo no fundo do poço aumenta, ocupando toda a secção do duto, levando a fração mássica do gás para 0, voltando para o primeiro passo.

Em outras palavras, o *density-wave* pode ser interpretado como a propagação da fração mássica ocorrendo no fundo do poço, refletindo a distribuição da ocupação do tubo entre o líquido do poço e o gás entrando pela válvula operadora, o que é resultado da mudança das condições de contorno em uma dada posição.

A grosso modo, existe uma “competição” entre o óleo e o gás pelo espaço no fundo do tubo de produção. A entrada de gás no tubo de produção faz com que P_{wf} fique menor que P_{res} , permitindo a entrada de líquido para dentro do tubo. Como o fluxo de entrada no tubo é diretamente proporcional ao ΔP , quanto mais gás entrar, maior é a queda de pressão de fundo, e com isso mais fluido entra no tubo de produção. Porém, o peso da coluna aumenta com a entrada de líquido, e consequentemente, a pressão de fundo também, impedindo que mais líquido entre no tubo. Apenas gás entrará no tubo de produção até que a P_{wf} volte a cair. Um regime auto-regulatório se manifesta no sistema.

2.4.3 Soluções Utilizadas para Eliminação do Regime de Golfadas Severas

A fim de evitar-se o aparecimento do fenômeno de *casing-heading*, em poços com baixo nível de automação, é sugerida a diminuição do orifício da válvula operadora de *gas-lift*. Esta estratégia, no entanto, apresenta uma desvantagem. É necessário aumentar a pressão no anular, requisitando ao compressor de gás uma alta pressão de descarga, aumentando o custo da compressão. Entretanto, um valor elevado de pressão no anular pode levar à abertura das válvulas de descarga, particularmente as válvulas *IPO*.

Para contornar o problema do aumento da pressão no anular, vem crescendo a aplicação de um novo tipo de válvula operadora baseada no princípio de *Nozzle-Venturi*, e por isso chamada *Válvula do Tipo Venturi*. Comparada à válvula de orifício, este novo instrumento apresenta algumas vantagens. A principal delas é requerer um ΔP muito menor entre suas extremidades, de aproximadamente 10%, para que o escoamento crítico ocorra. O escoamento crítico pode ser resumidamente caracterizado pela vazão passando por um orifício depender apenas de seu diâmetro e da pressão antes da válvula.

A aplicação deste tipo de válvulas vem se consolidando nas instalações de poços mais recentes. Além disso, com relação à poços já em operação, as válvulas tradicionais também vêm sendo substituídas.

2.4.4 Estabilização de Sistemas GLC por Meios de Controle Automático

Além da análise dinâmica do processo, os trabalhos de Petit [2006] e Hu [2004] defendem a necessidade da aplicação de controle automático para estabilizar um poço operando sob o regime de golfadas. Os resultados de simulação mostram que a estratégia atende a especificação, suprimindo as oscilações na vazão de líquido. Entretanto, em ambos trabalhos, são utilizados controladores do tipo PI, com os parâmetros sendo ajustados através do método da tentativa e erro.

2.5 Otimização de Poços Produzindo por GLC

Paralelamente aos estudos na área de automação, tem havido progressos no desenvolvimento de novos instrumentos como por exemplo sensores baseados em fibras óticas para a medição da pressão e temperatura de fundo do poço.

A variável do processo mais importante torna-se a pressão de fundo ou a pressão no topo do revestimento. Acredita-se que a manutenção de uma vazão de injeção de gás controlada e uma pressão de fundo ou pressão no topo do revestimento controlada, estabiliza o escoamento no poço em uma determinada faixa de operação. Para a atuação tem-se o *choke* de injeção e o *choke* de produção. A otimização do processo pode ser dividida em otimização sem e com restrições na disponibilidade de gás para injeção. No caso da operação com restrições de disponibilidade deve-se ainda diferenciar o caso em que se contempla o fechamento de poços e o caso em que se impõe a operação sem o fechamento. Em todos os casos existirá uma função objetivo a ser maximizada.

No caso em que existam restrições na quantidade de gás para injeção, busca-se a vazão de injeção de cada poço que maximize a função objetivo e ao mesmo tempo garanta que a soma de todas as vazões não ultrapasse a vazão total disponível. Outras restrições podem ser incorporadas ao problema como capacidade limitada de separação, perda de carga na linha de produção comum aos poços, restrições de precedência na ativação/desativação de poços, etc. Diversas funções objetivo podem ser empregadas como, por exemplo, a maximização do ganho econômico da operação ou da produção de óleo, etc.

A técnica de otimização mais utilizada para a distribuição de gás para poços operando por GLC é o método *equal-slope*³. Para incluir os custos de tratamento de água produzida, custos de gás de injeção e valor econômico do gás produzido, pode-se escrever uma função lucro em função da taxa

³O método busca determinar o ponto onde o custo do incremento de gás de injeção é o mesmo que o ganho proporcionado pelo incremento da produção

de injeção de gás para cada poço. A concavidade da curva resultante permite a utilização da técnica *equal-slope* desde que a solução obtida para o gás disponível permita o funcionamento de todos os poços com vazão de injeção de gás acima de seus valores mínimos. Em geral o método *equal-slope* não pode incorporar outras restrições no sistema de produção.

Com relação ao problema de otimização, em Nakashima [2004] e Camponogara e Nakashima [2006] um modelo linear por partes alternativo é proposto para o problema de alocação de gás de injeção, em cenários com restrição na disponibilidade de gás, limites inferiores e superiores para injeção em cada poço e tratamento de curvas de desempenho não-côncavas.

O problema de alocação de gás sob múltiplas restrições recebeu, em Camponogara e Nakashima [2006], um tratamento formal com uma análise poliédrica do espaço de soluções, identificação de desigualdades válidas e projeto de algoritmo de otimização global baseado em planos de corte.

Em Camponogara e de Conto [2005] e de Conto [2006] a formulação linear por partes, as desigualdades válidas derivadas de coberturas e os algoritmos são generalizados para incorporar restrições de precedência na ativação (desativação de poços), principalmente em momentos de perdas substanciais na capacidade de compressão de gás que implica no fechamento temporário de poços.

Apesar das diferentes abordagens nos trabalhos apresentados, resultando em propostas para funções objetivos e métodos de solução, pode-se identificar duas necessidades importantes comuns a elas:

- Conhecer a curva de desempenho atualizada dos poços WPC (relação $Q_o, Q_a \in Q_g \times Q_{inj}$), onde Q_o , Q_a e Q_g são respectivamente as vazões de óleo, água e gás produzidas e Q_{inj} é a vazão de gás de injeção.
- Conhecer o valor da vazão mássica de injeção de gás disponível.

2.6 Outros Trabalhos na Área de GLC do aciPG-DAS/UFSC

Os trabalhos listados na seção anterior abordando a otimização da produção de poços operando por GLC fazem parte dos estudos realizados pelos participantes do grupo de pesquisa Automação, Controle e Instrumentação para o Setor de Petróleo e Gás (aciPG) do Departamento de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina (DAS/UFSC), especialmente os integrantes do programa PRH 34/ANP (Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo).

Os trabalhos publicados seguem a linha de pesquisa, cada vez mais crescente na literatura, relacionada à automação e controle de poços operando por GLC. Pode-se observar a predominância de dois assuntos; a pesquisa abordando a aplicação de métodos de otimização para maximizar a produção; o estudo de estratégias de controle para a operação normal ou na região instável.

Para o problema de controle da operação podem-se listar os trabalhos de Plucenio *et al.* [2004a] e Plucenio *et al.* [2004b], que apresentam a aplicação respectivamente de controle robusto e controle preditivo. Além disso, em Pagano *et al.* [2006] foi discutida a identificação por modelos polinomiais NARMAX do diferencial de pressão entre o fundo e superfície do tubo de produção, visando obter modelo para auxiliar o emprego de outras técnicas de controle.

Para o controle do poço na região instável, o trabalho de Pagano *et al.* [2008] descreve a aplicação de técnicas de controle chaveada para amenizar as golfadas severas na vazão de líquido, e para o controle da repartida. O artigo também apresenta uma estratégia baseada em controle clássico para a automação do procedimento que será discutida neste trabalho.

2.7 Automação de Sistemas Produzindo por GLC no Brasil

Apesar dos inúmeros trabalhos abordando o problema de poços operando sob o regime de golfadas, na prática, este tema ainda é tratado de forma extremamente conservativa. No Brasil, a Petrobras não opera poços nesta região. Outro fator que colabora para esta situação é o baixo nível de automatização de seus poços. Entretanto, isto vem mudando com a visão da empresa no desenvolvimento de sistemas automáticos para auxiliar na operação. Dentre os integrantes desta tendência podem se destacar novos instrumentos de medição, controle automático e sistemas supervisórios, sempre primando pelo baixo custo e a utilizando tecnologias de fácil implementação.

Esta tendência é motivada também pelo interesse na operação dos poços da melhor forma possível, que pode ser considerada como o segundo grande campo de pesquisa relacionado aos sistemas de poços operando por GLC. Dentro deste tema, as questões tornam-se ainda mais complexas devido à indisponibilidade em tempo real das principais variáveis envolvidas que são as vazões de produção de óleo, água e gás, pois a medição multifásica é de custo muito elevado.

Os trabalhos relacionados a automação da exploração desenvolvidos pelo grupo de pesquisa permitiu que o projeto “Desenvolvimento de Algoritmos de Controle para Métodos de Elevação Artificial”, em parceria do DAS/UFSC com o Centro de Pesquisa (CENPES) da Petrobras fosse contemplado. Este tem como uma das metas, para o método de GLC, buscar o desenvolvimento de uma plataforma para o controle automático e otimização da operação de um conjunto de poços.

A otimização do processo pode ser dividida em otimização sem e com restrições na disponibilidade de gás para injeção. Em ambos os casos busca-se geralmente maximizar o ganho econômico da operação. No caso sem restrição, a operação ótima dos poços acontece em um ponto ligeiramente à esquerda do ponto de máximo global da curva *WPC*. Em caso de restrições na quantidade de gás, busca-se a vazão de injeção de cada poço que maximize o ganho econômico e ao mesmo tempo garanta que a soma de todas as vazões seja atendida pela capacidade de compressão disponível no momento. Outras restrições podem ser incorporadas ao problema como capacidade limitada de separação, perda de carga na linha de produção comum aos poços, restrições de precedência na ativação/desativação de poços, etc.

Já o controle da dinâmica do poço pode ser dividido em controle da repartida e do funcionamento em regime permanente. A repartida acontece quando um poço, que foi fechado em um procedimento de fechamento de emergência (*ESD - Emergency Shut Down*), deve ser novamente colocado em produção. O controle em regime permanente deve contemplar o funcionamento do poço tanto na condição em que este é estável ou instável em malha aberta.

Tanto a abordagem para a otimização como para o controle da dinâmica dos poços dependem das características dos poços e das instalações disponíveis. No caso de um grande número de poços que incluam poços de baixa produção e onde existam dificuldades em garantir a disponibilidade de gás por falta de redundância de compressores, etc., a complexidade é maior. Neste caso, uma solução ótima pode incluir a decisão de fechar alguns poços. Além disso, a solução pode exigir o funcionamento de poços com baixíssima vazão de injeção de gás o que invariavelmente significa uma operação em pontos instáveis em malha aberta. Tanto para os algoritmos de otimização como para o controle este caso é o mais geral e complexo.

No caso de poços sendo grandes produtores e havendo uma redundância de compressores ou uma estratégia pré-concebida que garanta uma disponibilidade mínima de gás, os problemas de otimização e controle podem tornar-se mais simples. Colocado de outra forma, pode-se dizer que em projetos onde o mínimo garantido de disponibilidade de gás permita o funcionamento de todos os poços em regiões estáveis em malha aberta e o ótimo restrito não contemple o fechamento dos poços, tem-se um problema de otimização e controle mais simples.

2.8 Sumário

Neste capítulo foram discutidos os principais métodos de elevação artificial, que tem como objetivo auxiliar na produção de petróleo. Dentre os métodos de elevação artificial mais comuns, o

gas-lift contínuo é o responsável por maior parte do volume produzido no Brasil e sua vasta aplicação em poços *off-shore* é justificada pela robustez de seu funcionamento. A operação de um poço GLC pode ser dividida em três modos distintos: o regime normal de produção, a partida (descarga) e a repartida.

O regime normal de produção motiva duas principais linhas de pesquisa, a primeira retrata a busca pela otimização da produção, considerando apenas uma unidade ou um conjunto de poços.

A outra linha de pesquisa está relacionada a análise e controle das golfadas severas na vazão de líquido produzido, causadas por dois fenômenos o *casing-heading* e o *density-wave*. A investigação dinâmica é realizada através da análise da estabilidade do sistema, baseada em um modelo aproximado de parâmetros concentrados.

Os trabalhos até hoje encontrados na literatura apresentam o projeto de sistemas de controle automático para suprimir as golfadas severas na vazão de líquido sem grandes detalhes. Os resultados de simulação mostram que aplicação de controle atende o requisito proposto.

A repartida, tema deste trabalho, é outro tema de pesquisa importante na área. Entretanto, o número de trabalhos abordando o assunto é escasso. Assim como as outras linhas de pesquisa, a operação da repartida, na prática, ainda é realizada de forma manual.

O procedimento está relacionado a uma fase crítica do processo devido à mudança de um estado onde o poço está parado, com o tubo de produção cheio de fluido até alcançar a operação, produzindo normalmente. A gaseificação e o deslocamento do volume inicial de fluido contido no tubo de produção indica que a vazão de líquido pode apresentar golfadas severas e devem ser adequadamente controladas.

A modelagem do procedimento é extremamente complexa, não sendo possível aplicar os conceitos envolvidos na aproximação do processo por modelos à parâmetros concentrados, como abordado nos trabalhos relacionados ao estudo do regime de golfadas severas.

No próximo capítulo é descrita a modelagem do sistema GLC no ambiente OLGA2000, baseado numa unidade real da Petrobras. Simulações do modo normal de operação, tanto na região estável quanto no regime de golfadas severas são apresentadas e discutidas. O mesmo modelo é utilizado para testar as estratégias de controle propostas.

Capítulo 3

Modelagem do Poço Utilizado como Caso de Estudo

Com o objetivo de manter o compromisso com o ambiente encontrado na prática, os pesquisadores da Petrobras desenvolveram e validaram um modelo de poço baseado numa unidade da empresa em operação. Este sistema foi disponibilizado para a realização dos estudos e implementação das estratégias propostas no projeto de pesquisa em que este trabalho está inserido. O ambiente de simulação utilizado foi o programa comercial *OLGA2000*. Neste trabalho, o modelo e simulador serão usados para a análise do sistema GLC e para os testes dos algoritmos de controle propostos para a repartida.

3.1 O Simulador *OLGA2000*

O *OLGA2000*, desenvolvido e comercializado pela empresa *Scandpower*, é o programa mais utilizado para simulação de sistemas de produção da indústria de petróleo e gás. O ambiente apresenta como destaque a sua capacidade de simular a dinâmica dos processos de escoamento multifásico. Este fator proporciona um aumento significativo na aplicabilidade do simulador em diferentes áreas.

Previamente à simulação, o *OLGA2000* executa um pré-processamento para resolver as equações do sistema em regime permanente. Apesar desta etapa poder ser usada de forma independente, é a partir dela que são geradas as condições iniciais para a simulação da dinâmica.

O simulador utiliza um modelo bifásico modificado, isto é, as equações da continuidade são aplicadas separadamente para os volumes de gás, líquido e o líquido em gota, sendo acopladas através

da transferência de massa interfacial. Apenas duas equações para o momento são usadas, uma para a fase líquida contínua e uma para a combinação do gás com as gotas de líquido. A velocidade das gotas de líquido viajando no gás são dadas pela relação de escorregamento. Para o cálculo da energia da mistura, é utilizada apenas uma equação, onde as fases estão à mesma temperatura. Desta forma, seis equações são resolvidas a cada momento: três para massa, duas para o momento e uma para energia. Na opção do sistema com água, equações da continuidade tanto para o volume quanto para as gotas são adicionadas. A velocidade do volume de água é calculada à partir da velocidade relativa da água em relação à velocidade média de todo o volume de líquido.

Além disso, dois tipos básicos de regime de fluxo são aplicados: distribuído e separado. O primeiro compreende o regime de fluxo do tipo *estratificado* e *anular-névoa* e o segundo, os regimes do tipo *bolha* e do tipo *golfada*. A transição entre os tipos de regime é determinada pelo simulador, sendo baseada no conceito do mínimo escorregamento combinado com critérios adicionais não fornecidos.

Para fechar o sistema de equações, condições iniciais e de contorno são necessárias. O processamento prévio do simulador pode ser utilizado para fornecer condições iniciais coerentes. As condições de contorno definem a interface entre os tubos e seus arredores. Diante de diferentes opções disponíveis, basicamente ou vazão ou pressão precisam ser especificadas na entrada e saída de cada duto.

As propriedades dos fluidos (gás/líquido) como: fração molar, densidade, viscosidade, entalpias, etc., são normalmente consideradas como funções somente da temperatura e pressão. Uma tabela contendo esta informação é fornecida como entrada para o simulador. Assim, a composição total da mistura multifásica é considerada constante tanto no tempo quanto no espaço para uma dada seção do duto. A simulação usando composição variável é possível, onde os dados composicionais são fornecidos por um arquivo separado, com o programa calculando as propriedades internamente. Isto significa que a composição total pode variar no espaço e no tempo, e que nenhuma consideração especial é necessária para a seção posterior na direção do escoamento.

3.2 Descrição do Poço

A modelagem do sistema GLC no ambiente do simulador inicia com a definição dos materiais com compõem as paredes dos dutos. Cada material tem como parâmetro, a sua densidade, capacidade e condutividade térmica. Um total de sete diferentes tipos de materiais é disponibilizado pelo simulador e a composição deles resultam nos dutos da instalação.

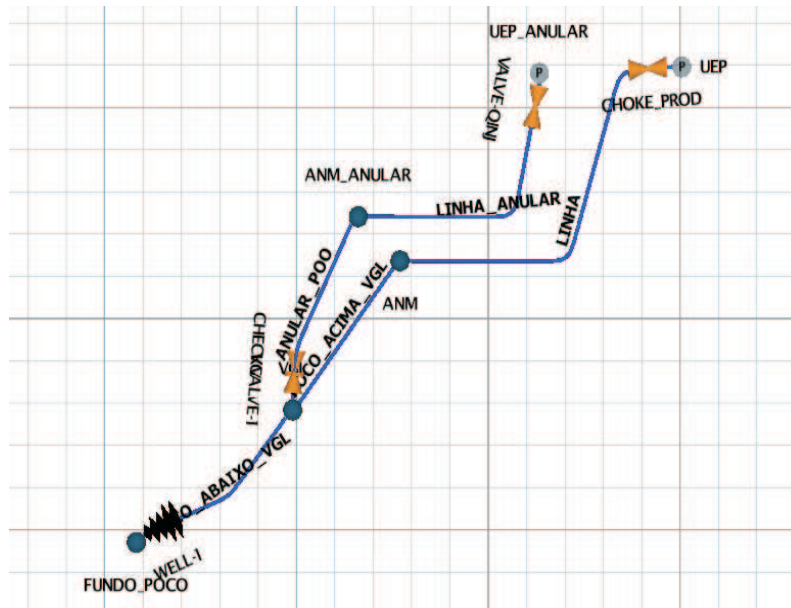


Figura 3.1: Sistema GLC Modelado e Validado no Simulador OLGA.

A geometria do poço modelado é ilustrada na figura 3.1. Resumidamente a disposição dos dutos pode ser descrita como se segue:

- O ramo esquerdo superior, nomeado “*LINHA ANULAR*”, representa a parte do anular, situada acima da Árvore de Natal Molhada;
- O ramo esquerdo inferior, nomeado “*ANULAR POÇO*”, representa o anular situado abaixo da Árvore de Natal Molhada;
- O ramo direito superior, nomeado “*LINHA*”, representa a parte do tubo de produção situada acima da Árvore de Natal Molhada;
- O ramo direito inferior, nomeado “*POÇO ACIMA VGL*”, representa a parte do tubo de produção situada abaixo da Árvore de Natal Molhada;
- O duto inferior do diagrama, nomeado “*POÇO ABAIXO VGL*”, representa o tubo de produção situado abaixo da válvula operadora de *gas-lift* até o poço.

O sistema, seguindo uma unidade usual de um poço operando por GLC, apresenta três instrumentos de atuação, os *chokes* de injeção e produção e a válvula operadora de *gas-lift*.

Acoplada à válvula operadora, também é modelado outro instrumento amplamente utilizado na prática. A *Check-Valve* ou Válvula de Retenção, é caracterizada principalmente por ter apenas um

curso, permitindo o fluxo do anular para o tubo de produção. Esta válvula é empregada para evitar que o óleo passe para o anular quando a pressão do anular for menor que a do tubo de produção à altura da válvula operadora.

Como é mostrado na figura 3.1, o poço é modelado sem a Árvore de Natal Molhada. Porém, como é ilustrado no capítulo 4, o cenário considerado no modelo é capaz de simular os comportamentos indesejáveis que podem ocorrer durante a repartida.

Os nós de terminação de cada um dos ramos superiores são definidos com valores de pressão e temperatura. Para o nó *UEP ANULAR*, procurou-se retratar as condições de um eventual *gas-lift manifold*, com valores de acordo com a prática. Da mesma forma para o nó *UEP*, no ramo direito, procurou-se considerar valores próximos das condições de operação de um eventual separador. Desta forma, os valores utilizados para simulação foram definidos em:

- *UEP ANULAR* - $P = 200 \text{ kgf/cm}^2$ e $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$;
- *UEP* - $P = 17 \text{ kgf/cm}^2$ e $T = 35 \text{ }^\circ\text{C}$;

Entretanto, o ajuste destas condições de operação precisa ser definido cuidadosamente, como ocorre também com as condições iniciais e de contorno de cada um dos tubos. Isto deve ser ajustado para que o simulador, durante a integração, não se depare com valores do par pressão e temperatura fora dos intervalos de cobertura da tabela contendo as propriedades dos fluidos.

O *choke* de injeção, *choke* de produção e válvula operadora são modelados através de alguns parâmetros próprios do simulador, como o coeficiente de descarga (*CD*), diâmetro do orifício, e outros. É possível definir tanto os valores de abertura manual, quanto para o caso de válvula com abertura controlada.

Ambos regimes de escoamento crítico e subcrítico são modelados. No caso do primeiro, a vazão depende apenas das condições à montante e da abertura do *choke* (área de fluxo). Já para o segundo caso, o escoamento subcrítico depende também da área da abertura, e da queda de pressão no *choke* (diferença de pressão entre as extremidades). Assim, para o escoamento subcrítico, a relação utilizada para o cálculo é dada pela forma mostrada na equação (3.1).

$$Q_{tot} = \frac{2 \Delta P_v}{ORF (\alpha U_g + \beta U_l + \gamma U_d)} \quad (3.1)$$

Onde *ORF* representa o “coeficiente de perda de pressão”, sendo calculado de acordo com a relação:

$$ORF = \left(\frac{A}{A_o \cdot C_d} \right)^2 - 1 \quad (3.2)$$

Com:

- $C_d \rightarrow$ coeficiente de descarga;
- $A \rightarrow$ área seccional do tubo;
- $A_o \rightarrow$ área do orifício da válvula;
- $Q_{tot} \rightarrow$ vazão mássica total;
- $U_i \rightarrow$ velocidade das fases de gás, líquido e líquido em gotas;
- α, β e $\gamma \rightarrow$ as frações volumétricas do gás, líquido e líquido em gotas.

Quando a velocidade do gás na válvula ultrapassa o seu valor crítico, o simulador passa a considerar as condições de escoamento crítico. São oferecidas duas opções para este regime, e foi utilizada a relação proposta por Henry-Fauske, que considera a transferência de massa devido a expansão isentrópica da pressão partindo do ponto à montante da válvula até o ponto de seu orifício. Para este caso, se a informação referente à entropia tiver sido fornecida na tabela de fluidos, o simulador a utiliza para este cálculo. Caso contrário, sua entropia é calculada a partir de sua entalpia, fração mássica e densidade.

Assim, tanto para os *chokes* de produção e de injeção, quanto para a válvula operadora foi utilizado o mesmo tipo de relação de escoamento, com coeficiente de descarga de $C_d = 0.9$. Entretanto, diferem no diâmetro, com o *choke* de produção definido em $D = 3.5 \text{ pol}$ e do *choke* de injeção em $D = 0.7 \text{ pol}$, e a válvula operadora em $D = 0.375 \text{ pol}$.

O poço é modelado também através de parâmetros próprios do simulador. São considerados tanto o escoamento do reservatório para o poço quanto o escoamento do poço para o reservatório. São descritas resumidamente algumas informações relevantes para o entendimento do modelo considerado neste trabalho. Mais detalhes podem ser encontrados no manual do simulador Scandpower [2004].

Com relação à porção de cada uma das fases, o simulador considera: (i) para o fluxo do poço para o reservatório: o fluxo total mássico é calculado considerando a fração mássica de gás em movimento igual à fração mássica do gás no interior do poço; (ii) para o fluxo do reservatório para o

interior do poço: a fração mássica de óleo e gás misturados é definida automaticamente pelo parâmetro *GASFRACTION*, ajustado com valor -1 , que remete à mistura em equilíbrio de fases. Os respectivos valores são buscados na tabela de fluidos. Já a fração de água foi ajustada com o mesmo valor da razão água-óleo do poço real, $BSW = 0.53$.

O *OLGA2000* oferece, em sua licença completa, sete diferentes opções para modelar a vazão de produção em função da diferença de pressão. No caso de fluxo do reservatório para o poço, a diferença de pressão é definida como a pressão do reservatório menos a pressão de fundo no poço $\Delta P = P_{res} - P_{wf}$, e vice-versa para o segundo caso.

A licença acadêmica, no entanto, dispõe de apenas três opções: fórmula linear, a fórmula não-linear e tabular, onde a relação entre a vazão e a diferença de pressão é fornecida através de uma tabela. O próprio simulador se encarrega de cobrir possíveis valores fora da tabela.

A fórmula linear tem a forma da curva IPR linear, com o coeficiente angular sendo definido com o valor do índice de produtividade (IP). Um valor negativo do coeficiente linear é ajustado quando um valor mínimo de diferença de pressão é requerida para iniciar o fluxo.

A fórmula não linear, utilizada no caso de estudo deste trabalho, tem como equação para o caso de fluxo do reservatório para o poço:

$$A + BQ_l + CQ_l^2 = P_{res}^2 - P_{wf}^2 \quad (3.3)$$

Se o parâmetro A é definido com um valor negativo, também indica que um mínimo diferencial de pressão é necessária para o início do fluxo. Para o caso de fluxo do poço para o reservatório, a fórmula tem a mesma forma da equação 3.3, mas com os termos do lado direito invertidos.

Esta opção vem como alternativa na licença acadêmica para a modelagem de poços com fluidos supersaturados. Optou-se por esta curva para contornar a indisponibilidade da curva de Vogel na licença acadêmica.

Uma outra opção, mas disponível também apenas na versão completa, remete ao modelo de Forcheimer. A relação deste modelo tem forma idêntica à equação 3.3, sem o termo independente A . Os outros dois parâmetros dependem de alguns parâmetros relacionados às características do reservatório, como a sua temperatura, permeabilidade, a viscosidade e o fator de compressibilidade do gás nas condições do reservatório, e outro.

Desta forma, o poço foi modelado com a curva não-linear, assumindo o mesmo comportamento tanto do reservatório para o poço como vice-versa.

- Parâmetros da curva, $A = -168.0960 \text{ Pa}^2$, $B = 1.3954 \cdot 10^{13}$ e $C = 0$;
- $BSW = 0.5326$;
- $T_{res} = 70.4^\circ\text{C}$;
- $P_{res} = 265.4 \text{ kgf/cm}^2$

3.3 Características das Instalações

As instalações do sistema GLC possuem os mesmos instrumentos de medição e atuação apresentados no Relatório I do Projeto:

- O poço é equipado com medição de pressão de fundo P_{wf} e pressão na cabeça P_{wh} ;
- A pressão *gas-lift manifold* é mantida constante em $P_{man} = 200 \text{ kgf/cm}^2$.
- O poço é equipado com medidor de vazão mássica de gás na linha de injeção Q_{inj} .
- O poço possui válvula de controle na linha de injeção de gás, permitindo o controle em malha fechada de Q_{inj} .

De acordo com o cenário proposto, os estudos sobre o comportamento do sistema durante a operação e procedimento de repartida serão realizados considerando diretamente a influência da vazão de gás de injeção Q_{inj} como variável de entrada. Desta forma, optou-se por implementar um controle de vazão atuando na abertura do choke de injeção, utilizando um controlador do tipo Proporcional-Integral (PI), bastante encontrado na indústria.

O *OLGA2000* oferece opções para definir sistemas de controle no ambiente de simulação: controladores *ESD Emergency Shutdown* e *PSV Pressure Safety Valve*, manuais e do tipo Proporcional-Integral-Derivativo (PID).

O controlador PID tem sua equação definida no simulador com características particulares:

$$u = K_c \left(e(t) + \frac{1}{\tau_i} \int_0^t e(t) dt + \tau_d \frac{de(t)}{dt} \right) + bias \quad (3.4)$$

Onde:

$$e(t) = (y(t) - y_{ref}(t)) \quad (3.5)$$

- y saída do processo
- u ação de controle
- y_{ref} valor de referência
- $bias$ remete ao valor inicial da variável manipulada
- τ constante de tempo, das ações integral i e derivativa d

Como era previsto, o ganho proporcional K_p é ajustado com um valor negativo, para compensar a forma do cálculo do erro. Os parâmetros do controlador são ajustados em $K_p = -0.05$ e $\tau_i = 10$, e a função transferência do PI é definida:

$$C(s) = K_c \frac{(s + 1/\tau_i)}{s} = -0.05 \frac{(s + 1/10)}{s} = -0.05 \frac{(s + 0.1)}{s} \quad (3.6)$$

Desta forma, o trabalho assume a vazão de injeção Q_{inj} como variável de controle (entrada) do processo.

3.4 Simulações do Sistema em Operação

Nesta seção, são apresentados os resultados de simulação do poço utilizado caso de estudo em operação, retratando o cenário de produção em regime permanente. Para as simulações, o sistema permaneceu em funcionamento por um intervalo suficiente, $\Delta t = 10000s$, para que cada secção dos tubos do sistema atingisse seu estado estacionário. A medição da pressão de fundo P_{wf} , pressão na cabeça P_{wh} e vazão de injeção Q_{inj} estão disponíveis. A vazão de líquido Q_{liq} é mostrada apenas para ilustrar sua evolução até atingir o regime estacionário, por ser a principal variável de interesse do sistema. As respostas ilustradas correspondem a mudança do valor de injeção de $Q_{inj}^i = 1.8 \text{ kg/s}$ para $Q_{inj}^f = 1.75 \text{ kg/s}$, como mostra a figura 3.2.

Durante a operação de um poço GLC, a resposta da P_{wf} à uma mudança do valor de vazão de gás de injeção Q_{inj} é apresentada na figura 3.3. Percebe-se a presença de um comportamento de fase não-mínima.

Pode-se observar que a vazão de líquido apresenta um comportamento similar, como mostra a figura 3.4. Aparentemente a resposta parece estar afetada pela presença de um ruído, mas, na realidade, o efeito observado é devido aos problemas que a rotina de integração do simulador tem para

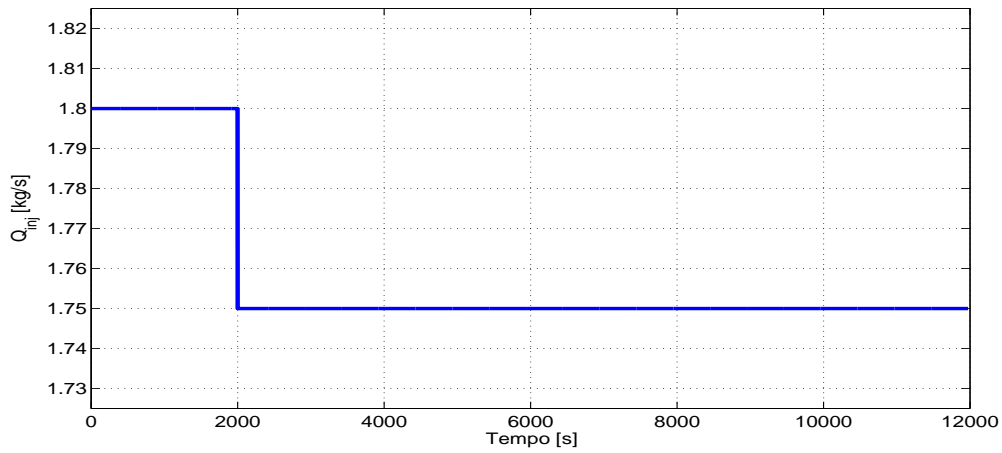


Figura 3.2: Mudança de vazão de gás de injeção.

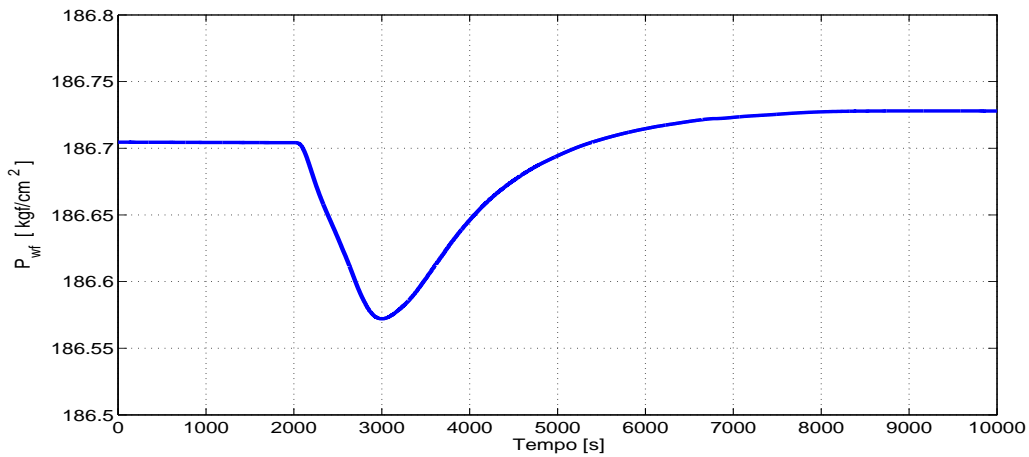


Figura 3.3: Evolução da pressão de fundo à mudança de vazão de gás de injeção.

pontos de operação próximo do mínimo da curva $P_{wf}(Q_{inj})$, e desta forma, podem ser desconsiderados.

Também é possível analisar o comportamento do sistema para variações de Q_{inj} dentro do intervalo definido para operação, identificando propriedades importantes do processo, tanto do ponto de vista estático quanto dinâmico. Desta forma, iniciou-se o poço com valor de $Q_{inj}^i = 2.5 \text{ kg/s}$ decrescendo em passos de 0.05 kg/s até atingir o valor de $Q_{inj}^f = 0.2 \text{ kg/s}$, em intervalos de 10000 segundos, tempo suficiente para estabilização do sistema em cada ponto.

Os resultados da simulação realizada são mostrados nas figuras 3.5, 3.6 e 3.7, onde são ilustradas as principais variáveis do sistema, a vazão de gás de injeção Q_{inj} , a vazão de líquido produzido

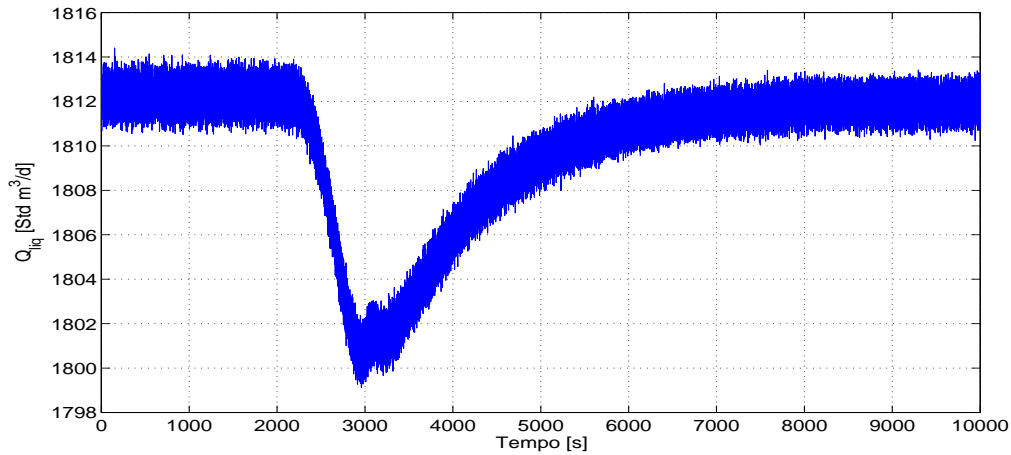


Figura 3.4: Evolução da vazão de líquido à mudança de vazão de gás de injeção.

Q_{liq} e a pressão de fundo P_{wf} . O comportamento dinâmico que um poço GLC pode apresentar durante sua operação é mostrado. É possível observar o efeito da perda do atrito na P_{wf} , e consequentemente em Q_{liq} , a medida que a vazão de injeção diminui, tornando a reposta mais oscilatória, com sobressinal maior.

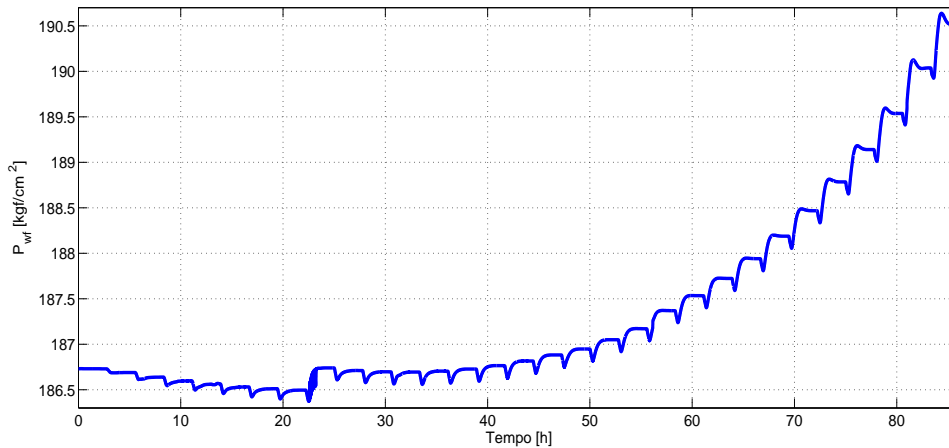


Figura 3.5: Comportamento dinâmico da pressão de fundo ao longo da faixa de operação estável.

A mudança abrupta dos valores de regime permanente de Q_{liq} e de P_{wf} é devida novamente aos problemas numéricos na rotina de integração do simulador na região próxima do ponto máximo da curva WPC , ou mínimo para o caso da pressão de fundo. Entretanto, as simulações foram capazes de retratar os efeitos presentes nos poços operando por GLC como a perda de atrito a medida que Q_{inj} vai diminuindo.

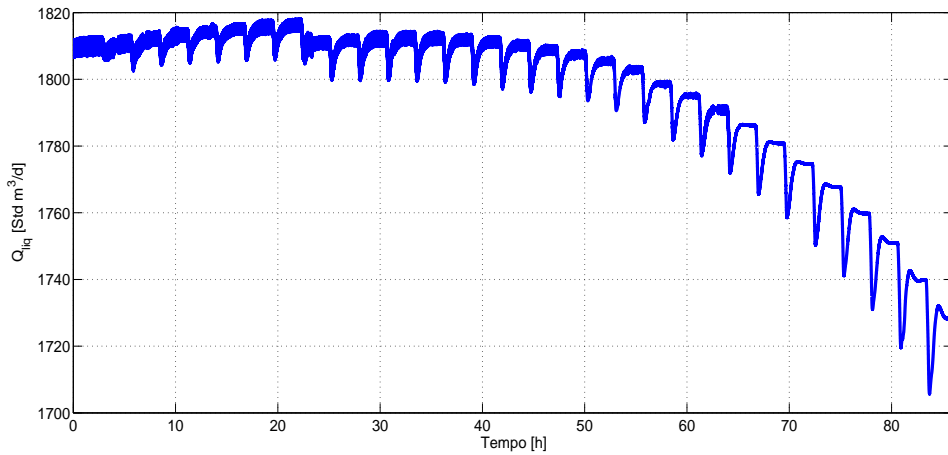


Figura 3.6: Comportamento dinâmico da vazão de líquido ao longo da faixa de operação estável.

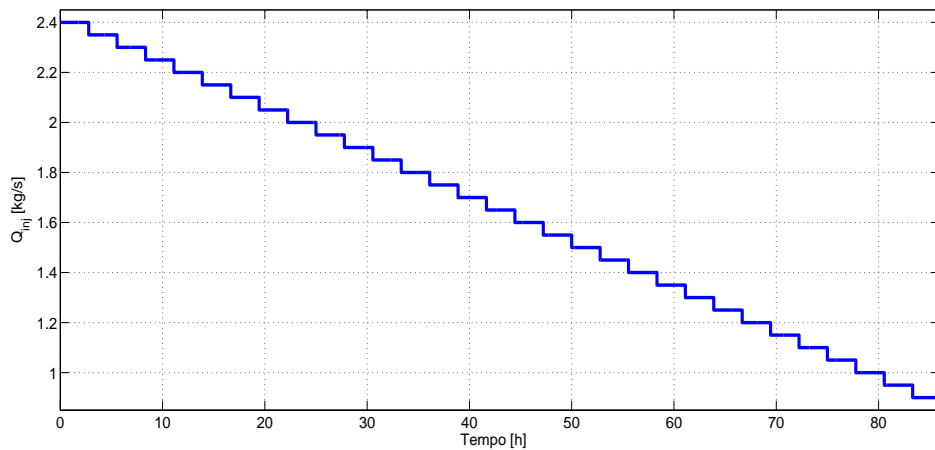


Figura 3.7: Vazões de gás aplicadas na faixa de operação.

Durante a operação do poço na região estável, pode-se traçar a curva estática WPC do sistema, que relaciona a vazão de injeção Q_{inj} com a vazão de líquido produzida Q_{liq} , e tem papel fundamental na tarefa de otimização de um poço. O levantamento desta curva é realizado periodicamente, com paradas programadas do poço, exclusivamente para realização de testes. Para o poço em estudo a curva tem a forma apresentada na figura 3.8

Nesta ilustração, novamente é possível perceber as dificuldades de integração que o simulador tem na região perto do máximo da curva. Entretanto, como a operação ótima de um poço situa-se à esquerda do dado ponto, os resultados são considerados aceitáveis. As unidades das variáveis expostas nas figuras são as mesmas que as utilizadas na prática pela Petrobras.

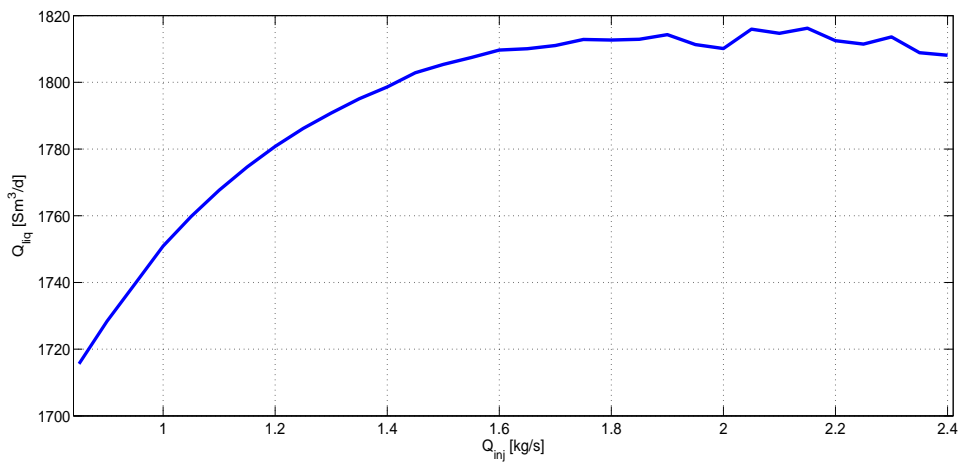


Figura 3.8: Curva WPC do poço em estudo.

Sabe-se que a medição multifásica é de alto custo, e logo, pouco aplicada na prática. Entretanto, como a vazão de líquido produzido é de extrema importância, e sabendo que em regime permanente, ela está diretamente ligada à pressão de fundo, a Petrobras vem propondo a utilização de instrumentos para a medição desta. Assim graças à esta nova tecnologia, e baseada na mesma ideia da curva WPC, é possível traçar a curva estática relacionando Q_{inj} x P_{wf} . De fato, P_{wf} é a variável diretamente influenciada pela vazão de injeção. O gráfico gerado é mostrado na figura 3.9:

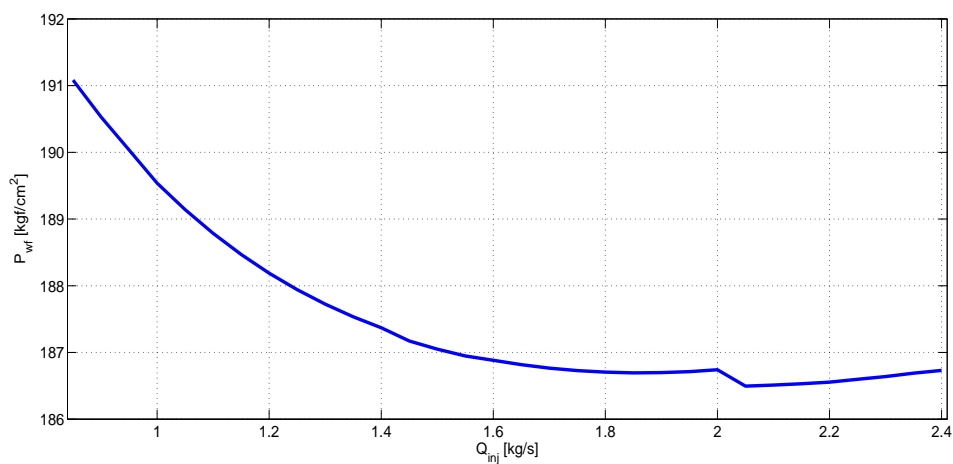


Figura 3.9: Curva estática relacionando pressão de fundo x vazão de injeção.

Novamente, como ocorrido com a curva da 3.8, a descontinuidade da curva está relacionada com a mudança da sua inclinação. Pode-se afirmar que para regiões à esquerda, o ganho estático do sistema tem valor negativo, e positivo quando o sistema opera à direita. Segundo o mesmo critério da

figura 3.8, o resultado também foi considerado aceitável para o estudo.

Em caso da vazão de gás ainda decrescente, o efeito da perda de atrito vai ficando mais nítido e as trajetórias mais oscilatórias. Até que para o valor de vazão de aproximadamente $Q_{inj} = 0.55 \text{ kg/s}$, o sistema passa a apresentar o comportamento totalmente oscilatório. Este fenômeno, como já discutido anteriormente, vem sendo intensamente estudado recentemente, tanto o problema, por trazer inúmeras desvantagens para a operação, como propostas de controle para estabilizar o poço nesta região. Como proposto em Pagano *et al.* [2008], para este valor de Q_{inj} ocorre uma bifurcação de Hopf do tipo supercrítica, onde o atrito passa a não influenciar na dinâmica do poço e o processo passa a operar sob o regime de “golfadas severas” decorrentes dos fenômenos *density-wave* e *casing-heading* como é mostrado na seção 2.4.2. Os resultados de simulação consideram P_{wf} , Q_{liq} como saída do sistema, sendo ilustrados nas figuras 3.10 e 3.11, respectivamente. A variação da entrada Q_{inj} é ilustrada na figura 3.12

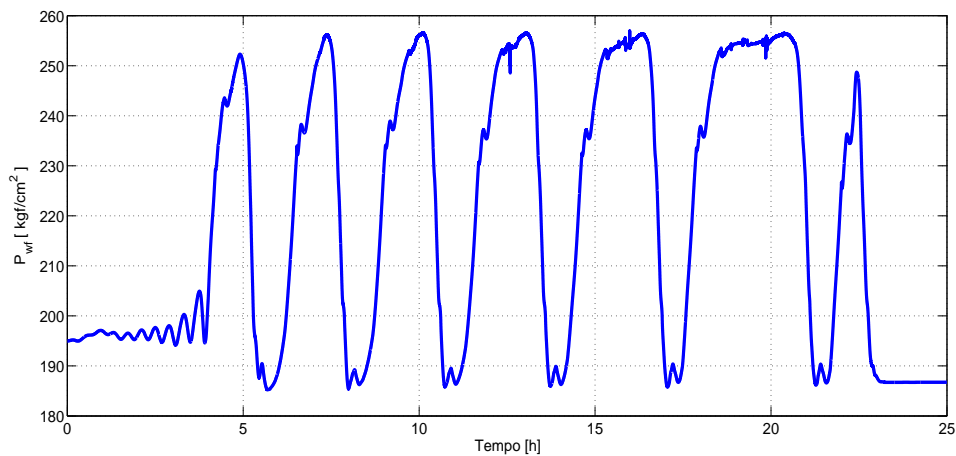


Figura 3.10: Comportamento da pressão de fundo.

Entretanto, na prática, em uma plataforma são definidos limites mínimos para operação de cada poço referentes aos valores de injeção no qual as golfadas começam a se manifestar. Assim, numa eventual situação onde o valor de injeção a ser aplicado no poço está abaixo do limite permitido, o procedimento de *shutdown* é realizado e assim o poço é parado. Na realidade, o caráter conservativo é predominante e os limites estabelecidos, na maioria dos casos, são definidos acima do valor exato que ocorre a bifurcação.

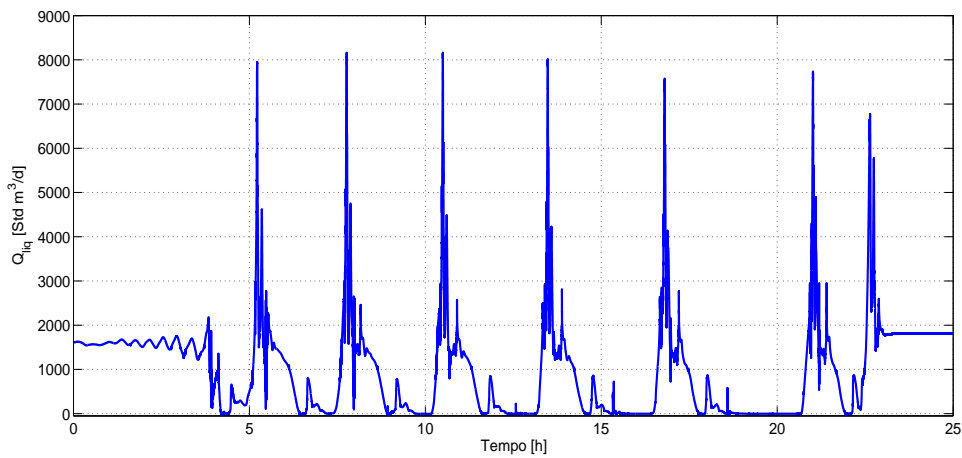


Figura 3.11: Comportamento da vazão de líquido .

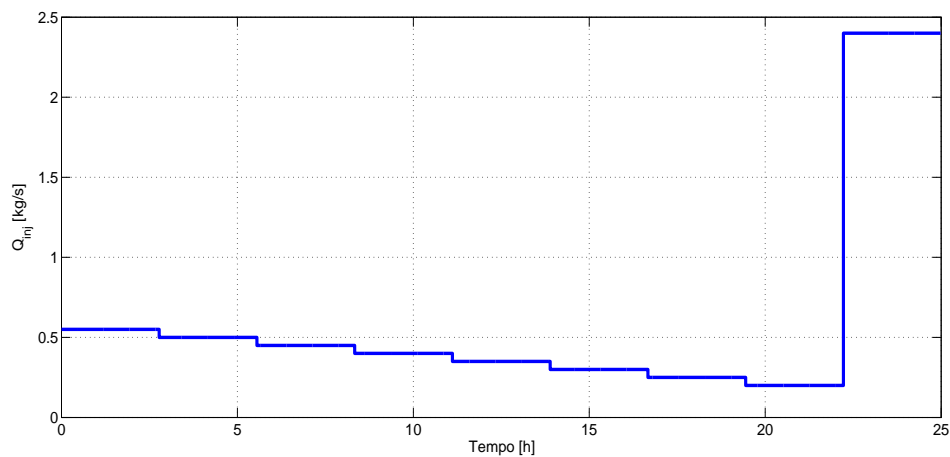


Figura 3.12: Valores de vazão de gás aplicada.

3.5 Sumário

Neste capítulo foram discutidos aspectos referentes à modelagem do sistema GLC utilizado como base para o desenvolvimento deste trabalho no ambiente *OLGA2000*, assim como uma breve descrição do simulador. O modelo foi desenvolvido e validado pelos pesquisadores da Petrobras com base em uma planta real da empresa e disponibilizado para a realização dos estudos dentro do contexto do projeto de pesquisa que este trabalho se insere.

Um cenário de simulação contendo uma larga faixa de valores de vazão de injeção Q_{inj} foi utilizado, onde pode-se perceber o efeito da perda de atrito no sistema e determinar o valor de Q_{inj}

no qual o processo passa a operar sob o regime de golfadas severas, que representa perdas econômicas. Além disso, foi mostrada a curva WPC, gerada a partir dos valores em regime permanente na operação dentro da região estável.

Dentre as variáveis apresentadas, nos capítulos seguintes assume-se que as medições da vazão de gás de injeção Q_{inj} , a pressão de fundo P_{wf} e pressão na cabeça P_{wh} são disponíveis. A vazão de líquido é mostrada por se tratar da principal variável de interesse no problema.

Capítulo 4

Análise da Repartida de Poços Operando por GLC

Neste capítulo, é apresentada a análise da repartida. O estado da arte do procedimento é mostrado, discutindo as barreiras encontradas durante o desenvolvimento deste trabalho com relação à carência de artigos tratando do mesmo problema.

Descreve-se o procedimento de repartida executado pelos operadores da Petrobras. O estudo do procedimento em malha aberta é feito, para uma melhor visualização dos comportamentos indesejáveis que a repartida pode apresentar e a influência que cada uma das variáveis de atuação tem no seu comportamento.

4.1 Contextualização

O problema de maximização da produção de um conjunto de poços operando por GLC se torna mais complexo diante de uma eventual falha no sistema de fornecimento de gás, uma vez que a quantidade de gás disponível para operação do conjunto de poços é menor.

Em caso do valor de vazão de injeção Q_{inj} fornecido pelo otimizador estar relacionado à região de operação sob “golfadas severas”, este poço é fechado. Além disso, os poços menos rentáveis também podem ser parados.

Posteriormente, uma vez restituídas as condições normais de fornecimento de gás, passa a ser possível operar com todos os poços. Em consequência, será necessário realizar o procedimento de repartida do poço.

4.2 Estado da Arte da Repartida em Poços GLC

Apesar de ser um procedimento muitas vezes executado, pode-se encontrar pouquíssimas publicações tratando deste problema. O que merece maior destaque em relação a este fato, é a alta complexidade deste procedimento. Uma repartida mal executada pode levar a situações indesejáveis como por exemplo, golfadas severas na vazão de líquido, que atrapalham o processo de separação. Como a eficiência da separação é afetada, a produtividade cai. Além disso, a pressão do revestimento P_{rev} , a pressão na cabeça P_{wh} e a pressão medida após o separador podem atingir valores acima dos limites estabelecidos para segurança. Pela presença de inúmeros sistemas de intertravamento em uma plataforma, pode ocorrer o *shutdown* do poço ou até da plataforma inteira. Obviamente, isto significaria perdas astronômicas na produtividade do sistema.

Atualmente, os poços operando por GLC no Brasil apresentam um baixo nível de instrumentação. Desta forma, o procedimento de repartida, assim como a operação normal do sistema, é feita de maneira manual. Para um melhor entendimento do processo, é interessante obter uma descrição de como o procedimento é realizado na prática.

A partir de relatos de colaboradores e pesquisadores da Petrobras dentro do projeto “Desenvolvimento de Algoritmos de Controle para Métodos de Elevação Artificial”, desenvolvido em parceria entre o Departamento de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina (DAS/UFSC) e o Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES/Petrobras) dos contatos estabelecidos com a empresa, um cenário descrevendo uma típica instalação de um poço operando GLC com lâmina de água de 1000 metros de profundidade é mostrado na figura 4.1.

Os termos técnicos dos principais componentes são listados abaixo juntos com os comumente utilizados no dia-a-dia de uma plataforma:

1. *Choke* de Injeção;
2. SDV, do inglês *Shutdown Valve* - como o próprio termo sugere, válvulas acionadas no procedimento de *shutdown*;
3. Riser de Injeção - tubo responsável por levar o gás até o espaço anular do poço;
4. Riser de Produção - tubo responsável por levar o fluido produzido do poço até a superfície;
5. Linha Umbilical de Controle - responsável pela comunicação, tanto elétrica quanto hidráulica, entre as instalações profundas e a superfície;

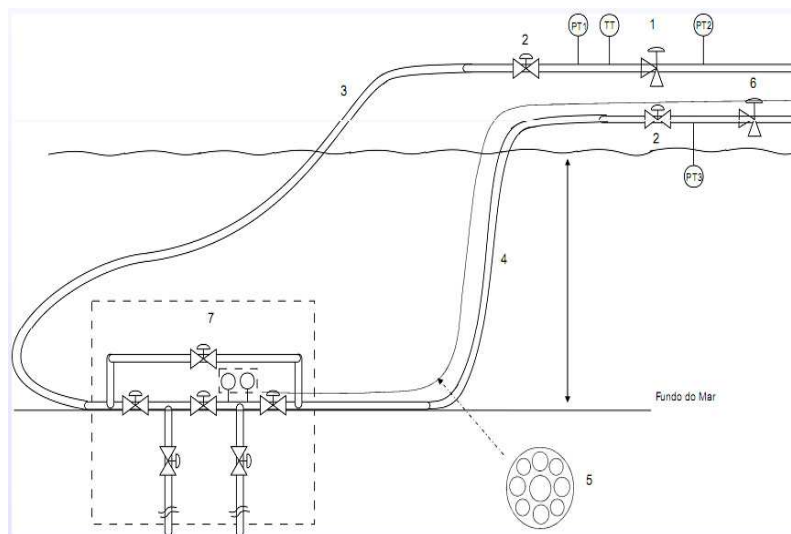


Figura 4.1: Típica Instalação de Poço GLC na Petrobrás.

6. Choke de Produção.

No fundo do mar, tem-se instalado o equipamento chamado Árvore de Natal Molhada (7), constituído basicamente por um conjunto de válvulas tipo gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma de produção. Para o caso ilustrado, o dispositivo é do tipo *diverless*, operada sem necessidade de mergulhador. Na figura 4.2 é mostrado um diagrama ilustrativo do equipamento.

As siglas mostradas remetem à terminologia em inglês das válvulas componentes do instrumento e listadas abaixo:

- PMV - *Production Master Valve*;
- PWV - *Production Wing Valve*;
- AMV - *Annulus Master Valve*;
- AWV - *Annulus Wing Valve*;
- XOV - *Cross-Over Valve*;
- PXV - *Downhole Safety Valve*;
- PDG - *Permanent Downhole Gauge*;
- TT-PT - *Temperature and Pressure Transmitter*.

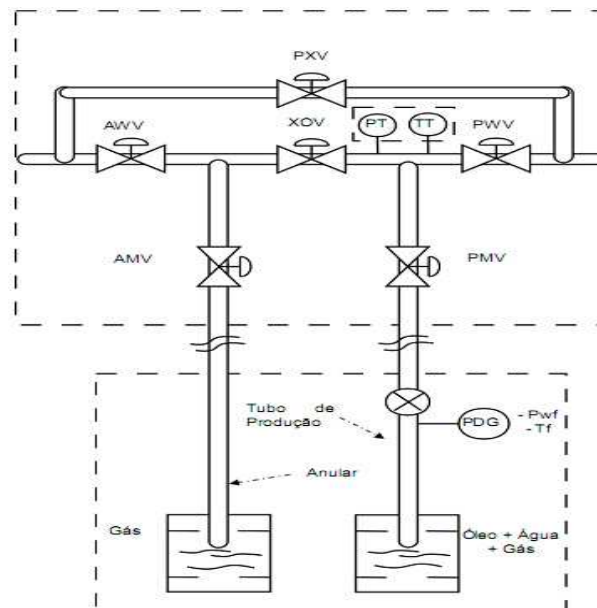


Figura 4.2: Árvore de Natal Molhada em uma Instalação de GLC.

4.3 A Repartida na Petrobras

A interação com os colaboradores da empresa permitiu o conhecimento sobre o procedimento em estudo. Desta forma, a repartida pode ser descrita resumidamente como uma sequência de oito etapas:

1. Abre-se SDV1 e SDV2;
2. Abre-se um pouco o *choke* de injeção para pressurizar o *Riser de Injeção*;
3. Monitora-se PT1 e PT2 até equalizar;
4. Abre-se AWV e se observa se houve queda em PT1. Equalizar;
5. Abre-se AMW e se observa se houve queda em PT1. Equalizar;
6. Abre-se PMV e PWV (DHSV já está aberta);
7. Abre-se o *choke* de produção lentamente;
8. Abre-se *choke* de injeção lentamente até o ponto de operação.

A análise do procedimento indica que um comportamento indesejável durante a repartida se manifestaria nos dois últimos passos, que estão relacionados ao escoamento do fluido multifásico. Portanto, o trabalho aborda o problema considerando este contexto.

4.3.1 Estudos da Repartida Manual de Poços operando por GLC

Nesta seção, são apresentadas as simulações referentes ao procedimento de repartida em malha aberta. Para este objetivo, procuramos ilustrar o procedimento como é executado atualmente, na Petrobras, e mostrar a influência que o operador tem na eficiência do processo. Entretanto, o modelo do poço no simulador *OLGA2000* foi desenvolvido com o espaço anular cheio de fluido de completação, correspondendo ao começo da operação do poço. Assim, todas as simulações da repartida foram realizadas adotando as operações: descarga do poço e seu funcionamento por 10000 segundos; o fechamento do poço pelo mesmo período; e por último a execução da repartida. O intervalo escolhido é suficiente para que o sistema atinja o regime permanente em ambas situações.

A repartida manual é realizada como uma operação de abertura lenta do *choke* de injeção e do *choke* de produção. Esta sequência de atuação é baseada na experiência dos operadores com relação a um dado poço. Assim, o procedimento se mostra com possibilidades de variações a cada vez que é executado, afetando a eficiência do procedimento também. Desta forma, diferentes operadores podem levar à diferentes repartidas, ou o procedimento pode apresentar variações até mesmo para um único operador.

A fim de ilustrar este cenário indesejável, foram realizadas repetidas simulações do procedimento de repartida. Entretanto, no lugar de atuar na abertura do *choke* de injeção, considera-se uma malha de controle Q_{inj} e a referência sendo operada manualmente.

Com o objetivo de ter uma melhor visualização da influência de cada uma das variáveis manipuláveis, o comportamento da repartida foi analisado separadamente para cada uma delas. Assim, inicialmente é analisada a influência da vazão de injeção, supondo a aplicação de um sinal do tipo degrau com o valor definido como o desejado para operação como referência do controlador de Q_{inj} .

Análise da Repartida para Diferentes Degraus de Vazão de Injeção

A influência do valor final de Q_{inj} é analisada realizando diversas repartidas em malha aberta para diferentes valores, com o *choke* de produção totalmente aberto durante todo o período. O intervalo de variação de Q_{inj} considerado foi $[0.87 - 1.87] \text{ kg/s}$. O valor mínimo está acima do limite inferior de operação do poço, uma vez que um poço somente é colocado em operação em sua região estável. O valor máximo refere-se à um valor próximo do ponto de máxima produção. Os resultados de simulação para a pressão de fundo são ilustrados na figura 4.3.

Pode-se perceber que o comportamento da variável é similar em todos os casos, com tempos de acomodação e valores de sobressinal diferindo pouco. Entretanto, o tempo de atraso apresenta

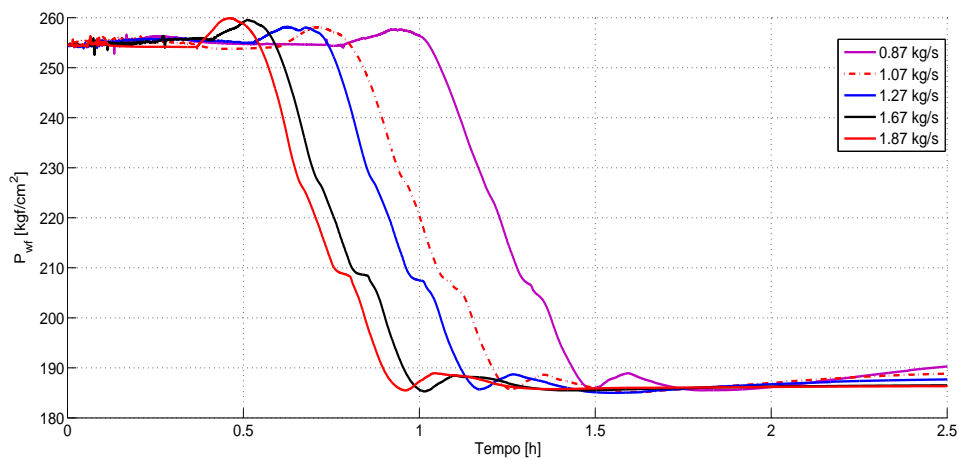


Figura 4.3: Pressão de fundo na repartida em malha aberta para diferentes valores de injeção.

variações consideráveis. Este período está relacionado ao intervalo necessário para que a pressão do anular supere a do tubo de produção na posição da válvula operadora e assim, o gás comece a fluir para o tubo de produção. O atraso é inversamente proporcional ao valor de gás sendo injetado. Desconsiderado o atraso, a similaridade da resposta é mais nítida, como mostrado na figura 4.4.

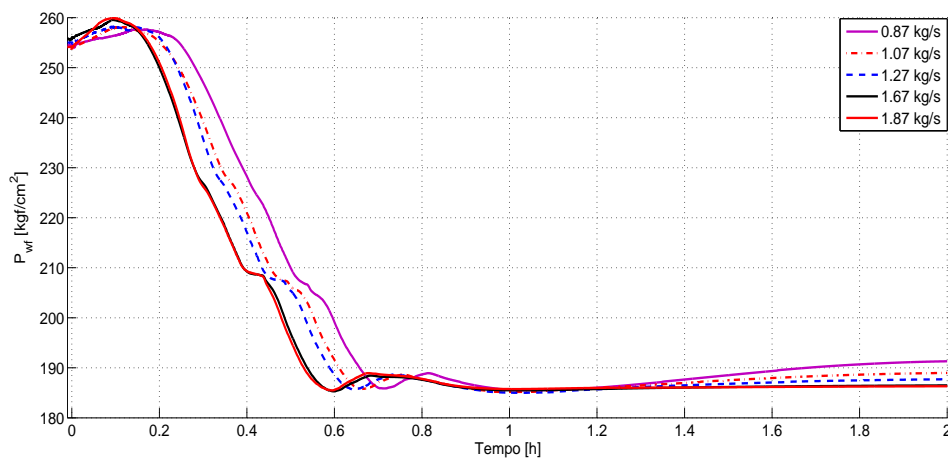


Figura 4.4: Pressão de fundo desconsiderando o atraso de transporte.

O valor de regime permanente também varia, de acordo com a curva estática como foi discutido anteriormente. O efeito da diminuição do atrito no sistema começa a se manifestar, refletindo no leve aumento do tempo de acomodamento.

Os resultados de simulação para a pressão na cabeça P_{wh} são apresentados a na figura 4.5. Pode-se perceber que durante a repartida, o comportamento pouco varia, com os picos das oscilações

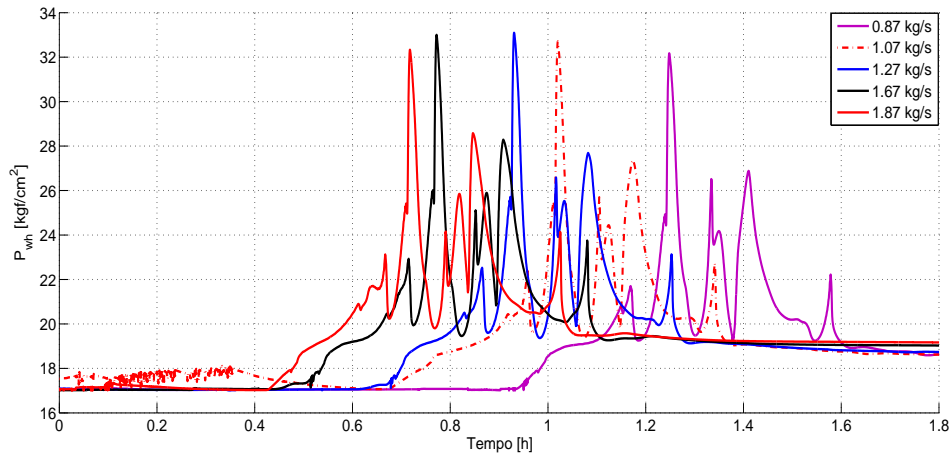


Figura 4.5: Pressão na cabeça para a repartida com diferentes valores de injeção.

presentes tendo valores similares, assim como a “tendência” da resposta em cada um dos casos. A vazão de injeção tem maior influência no tamanho do atraso de transporte, e no valor de pressão atingido em regime permanente. Os resultados desconsiderando o valor de atraso relacionado à cada um dos casos é mostrado na figura 4.6.

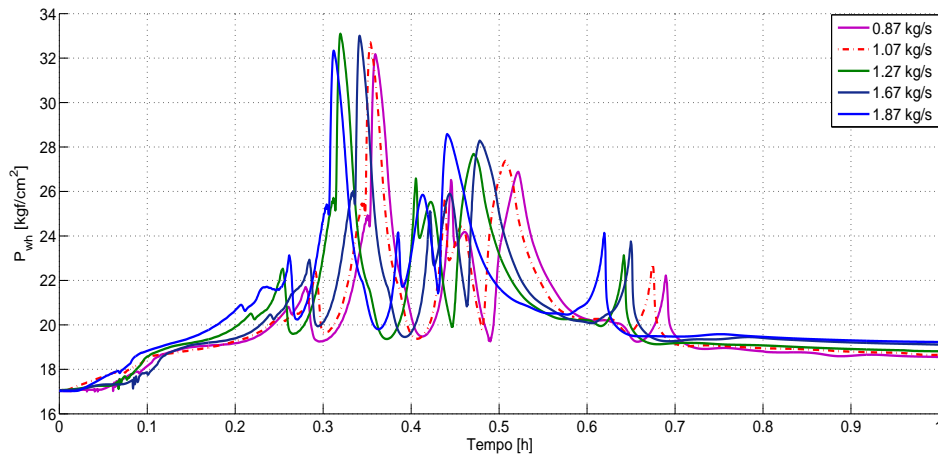


Figura 4.6: Pressão na cabeça do poço desconsiderando o atraso de transporte.

A análise é feita por estar relacionada às variáveis disponíveis para medição e na qual o sistema de controle estará baseado. Entretanto, como a vazão de líquido é a principal variável à se controlar durante a repartida, o mesmo estudo é repetido para Q_{liq} . Os resultados de simulação para a vazão de líquido são expostos nas figuras 4.7 e 4.8.

O valor de degrau de vazão de injeção tem pouca influencia no comportamento durante o

regime transitório, com o tempo de acomodação variando pouco. Um baixo valor de injeção proporciona um melhor comportamento durante a repartida, com os picos de oscilação pouco menores do que nos casos anteriores, mas um maior tempo de acomodação. O tamanho do atraso de transporte também é inversamente proporcional ao valor de gás injetado. O valor atingido na operação também varia, de acordo com a curva *WPC*.

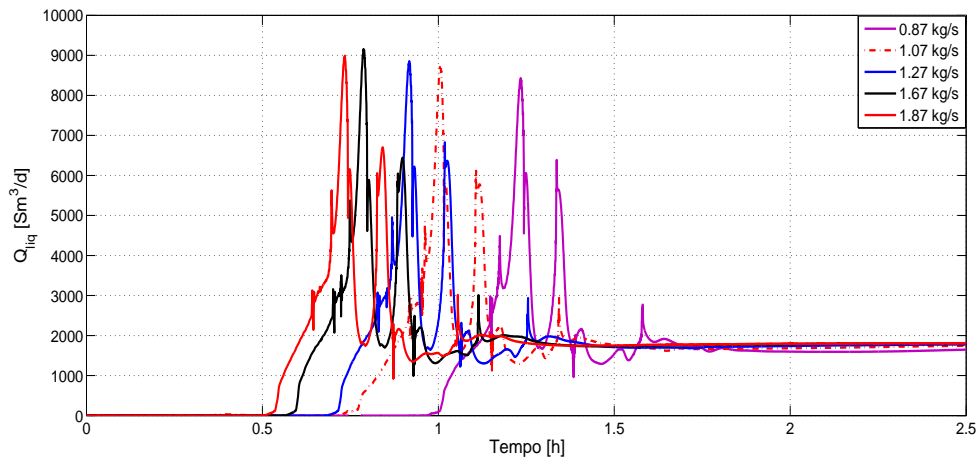


Figura 4.7: Vazão de líquido na saída do poço para diferentes vazões de injeção.

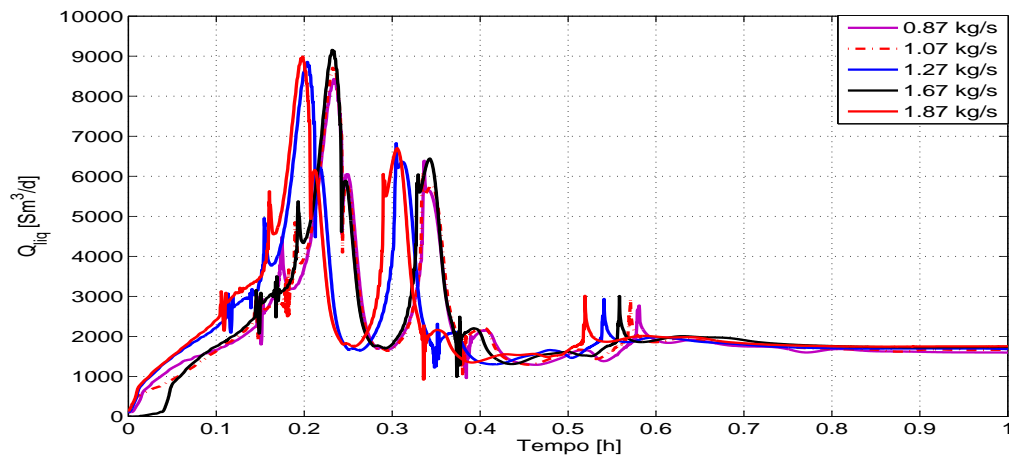


Figura 4.8: Comportamento da vazão de líquido desconsiderando o atraso.

Análise da Repartida para Diferentes Rampas de Vazão de Injeção

Como próxima etapa, analisou-se a influência que diferentes tipos de referências de vazão de injeção têm sobre a repartida. Este estudo é realizado com o objetivo de retratar o problema relacionado à variabilidade do procedimento para diferentes formas de atuação nas variáveis manipuláveis.

Foram realizadas simulações da repartida aplicando referências de Q_{inj} do tipo rampa. As inclinações são definidas de acordo com o intervalo de tempo desejado para a vazão de gás atingir o valor de operação. Este é ajustado em 1.87 kg/s por estar dentro da região correspondente à maximização da produção. Entretanto, o valor poderia ser diferente. As simulações foram realizadas com a vazão atingindo o seu valor final em respectivamente 1000, 2000 e 3500 segundos.

Os resultados para pressão de fundo são ilustrados na figura 4.9. Pode-se perceber que seu comportamento não sofre alterações durante o regime transitório. O atraso de transporte varia, sendo maior quanto menor a inclinação da rampa aplicada.

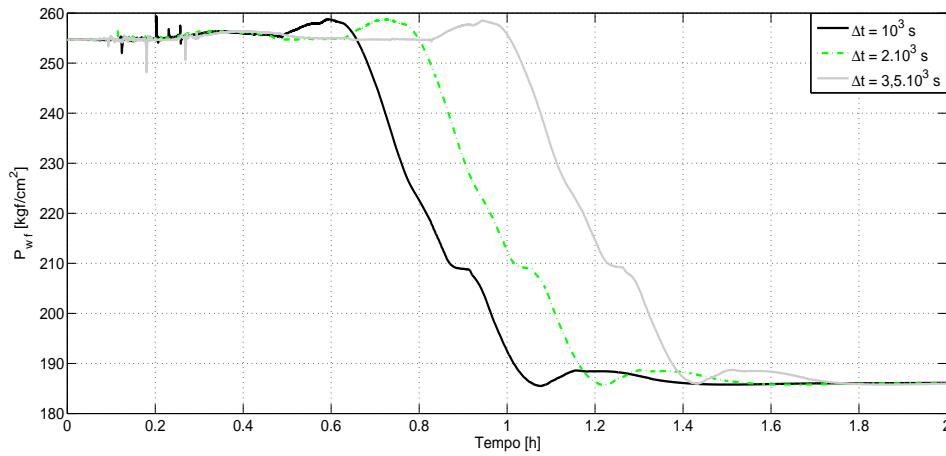


Figura 4.9: Pressão de fundo na repartida para diferentes rampas na vazão de injeção.

Os resultados para a vazão de líquido são ilustrados na figura 4.10, onde pode-se perceber que o comportamento não varia consideravelmente. As golfadas severas presentes atingem os mesmos valores de picos. Entretanto, o atraso de transporte apresenta uma larga variação, de mais de 0.6 h para o caso da entrada mais agressiva e aproximadamente 1 h para o ensaio da entrada suave.

Percebe-se que a vazão de injeção pouco influencia no comportamento das principais variáveis durante a repartida. Entretanto, os resultados mostram que a repartida apresenta uma grande variabilidade, com relação ao tempo necessário para sua execução. Isso vai de encontro com o procedimento utilizado na prática, quando executado manualmente. Observou-se também que o processo tem baixa sensibilidade à Q_{inj} , e assim mostra-se uma fraca candidata à variável manipulável para o controle do procedimento.

A vazão de injeção, no entanto, influencia também o tamanho do atraso de transporte que a resposta apresenta. Este problema é contornado em poços operando com válvulas operadoras do tipo

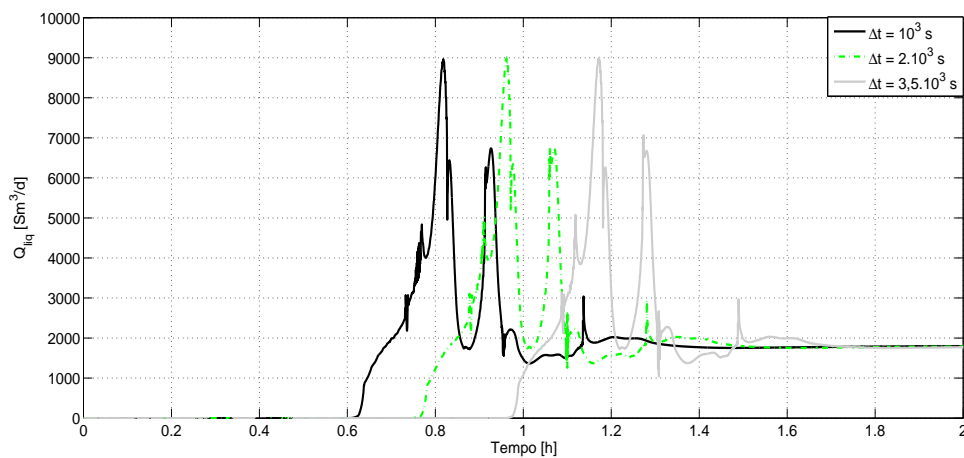


Figura 4.10: Vazão de líquido para diferentes rampas na vazão de injeção.

Venturi instaladas. Contudo, este instrumento não está disponível no modelo utilizado, e desta forma, não é considerado nos estudos sobre a repartida.

Análise da Repartida para Diferentes Aberturas do *Choke* de Produção

Como próxima etapa, foi estudada a influência que a abertura do *choke* de produção tem sobre o comportamento da repartida. Esta etapa é realizada com o objetivo de avaliar novamente a sensibilidade do processo à segunda variável manipulável. Além disso, procura-se avaliar a possibilidade de alterações no comportamento das principais variáveis do processo.

Para o estudo, foi aplicado um degrau de vazão de injeção com valor $1.87 kg/s$, seguindo a linha já utilizada anteriormente, no poço completamente parado. E durante a repartida, a abertura do *choke* é realizada através de um sinal do tipo rampa, iniciando com ele fechado. Foram realizados três ensaios com diferentes inclinações, ajustadas de acordo com o período desejado para o alcance da abertura total, procurando simular a operação manual com uma abertura lenta.

Os resultados de simulação para a pressão de fundo são ilustrados na figura 4.11. Pelo sistema partir com o *choke* fechado, a resposta tem seu início bastante acelerado, uma vez que o volume de gás contido no tubo de produção começa a sair naturalmente. Pode-se perceber, no entanto, que a reposta apresenta um comportamento mais agressivo, o que é indesejável, pois poderá causar golfadas na vazão de líquido. O aumento ocorrido próximo do instante 0,5 h, indica que uma quantidade de líquido elevada entrou no tubo de produção e consequentemente atingirá a superfície.

Para a vazão de líquido, os resultados são ilustrados na figura 4.12. Pode-se perceber que a tendência da resposta ainda apresenta oscilações. A repartida executada com uma abertura mais rápida

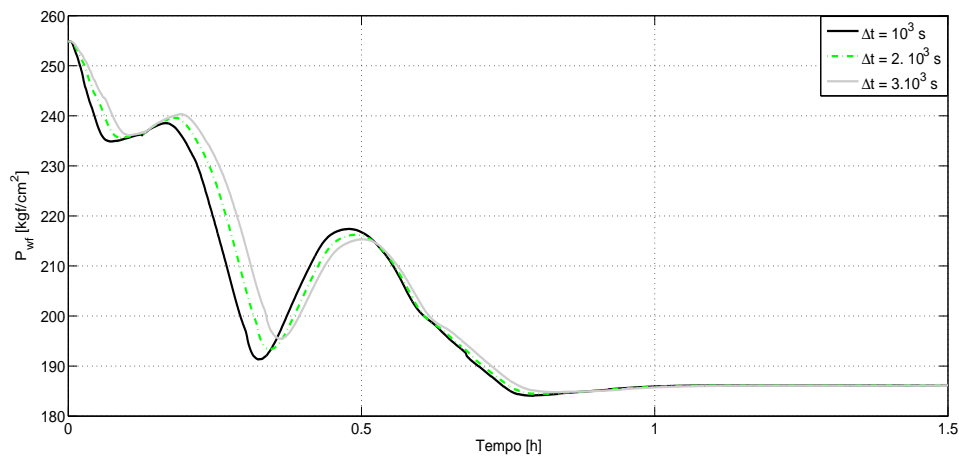


Figura 4.11: Pressão de fundo para diferentes aberturas do *choke* de produção.

apresenta um comportamento com maiores picos no transitório da resposta. As golfadas presentes são devidas à fase inicial relacionada à expulsão do volume de líquido contido no tubo de produção, e a evolução até atingir o regime de operação com a mistura gás-líquido deslocando em equilíbrio. As golfadas são menores que no caso anterior mas ainda assim com amplitude excessiva. Os valores são aproximadamente mais que o dobro do alcançado em regime permanente.

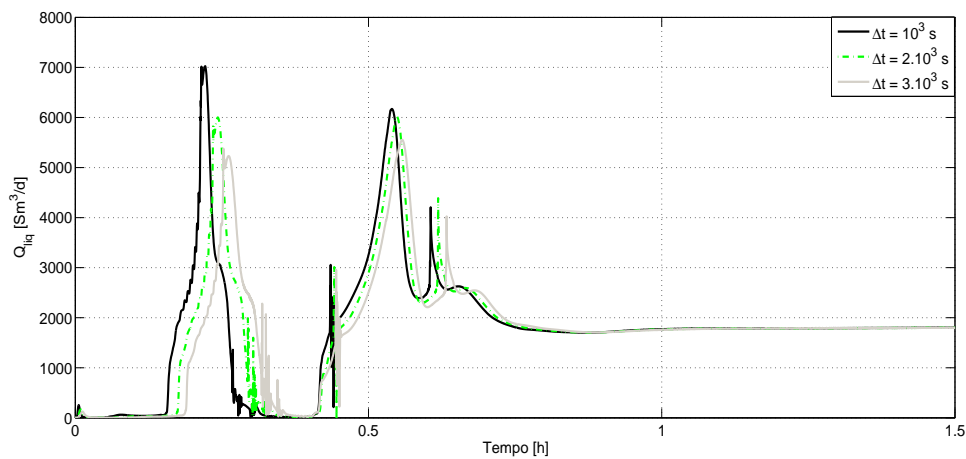


Figura 4.12: Vazão de líquido para diferentes rampas na vazão de injeção.

Os ensaios realizados mostram que a variação do *choke* de produção tem maior influência na evolução das variáveis do sistema durante a repartida. Assim, pode-se concluir que a sensibilidade é maior para a atuação no *choke*. Entretanto, nota-se que a atuação no *choke* inicialmente fechado pode proporcionar efeitos “contrários”. Os valores de pico são menores inicialmente, mas a saída do

volume inicial de fluido proporciona uma variação negativa de P_{wf} , fazendo com que muito líquido entre no tubo de produção, provocando nova golfada na superfície.

4.4 Formulação do Problema da Repartida sob o Contexto de Controle de Processos

O desafio de projetar um sistema de controle do procedimento de repartida se torna maior pela grande complexidade da modelagem do processo, que é regido por escoamento multifásico. O trabalho de Petit [2006] propõe a aproximação do processo por um modelo à parâmetros concentrados quando este opera na região instável. Entretanto, o modelo é obtido assumindo o poço já em operação por um longo período prévio.

A repartida apresenta um caráter particular, onde o sistema parte do repouso com o tubo de produção cheio de fluido. Ao iniciar a entrada de gás no tubo de produção, o este volume contido precisa ser retirado, e paralelamente o líquido e o gás começam a entrar e disputar o espaço do tubo de produção. Esta disputa se desenvolve até que o equilíbrio das fases seja atingido, o que ocorre quando o poço atinge a operação normal. A tarefa de modelar esta fase de transição é complicada por não ser possível de fazê-la através de modelos à parâmetros concentrados. Trabalhos abordando este problema ainda não são encontrados na literatura.

Uma outra abordagem para se buscar um modelo é baseada em modelos do tipo caixa preta. Nesta técnica, o sistema é representado por funções relacionando as variáveis de entrada e de saída. Seus parâmetros são ajustados aplicando o método dos mínimos quadrados para um conjunto de dados coletados a partir de ensaios em malha aberta. Para a obtenção de um bom modelo, é necessário que o sistema seja excitado em uma larga faixa de frequência. A forma mais difundida para isso, é utilizar um sinal de entrada do tipo PRBS, do inglês *Pseudo-random Binary Sequence*, com intervalo de frequência de comutação de acordo com as características do processo.

Entretanto, a utilização desta técnica não é possível para o problema da repartida, uma vez que variar o valor de Q_{inj} injetado pouco influencia na dinâmica da repartida, assim como a abertura do *choke* de produção ϕ está mais relacionada à amplitude das golfadas na vazão de líquido. Além disso, a aplicação de um sinal do tipo PRBS a partir de um dado valor de Q_{inj} ou de abertura inicial é inviável, já que indicaria uma sequências de partidas e paradas do poço.

Em uma situação mais rude, poderia-se aplicar o método dos mínimos quadrados para o ensaio em malha aberta da repartida, e assim estimar os parâmetros dos polinômios a partir destes dados,

desde que o estimador não estivesse mal condicionado. Entretanto, isto não é possível de evitar-se para o caso da repartida devido a dinâmica lenta do processo. A aplicação de outra técnica que relacione variáveis de entrada e saída, como redes neurais, também fica impossibilitada.

Vale destacar que uma vez restabelecidas as condições normais de operação, o poço será colocado para produzir em um ponto de equilíbrio estável. Assim, questões com relação à estabilidade do processo são desnecessárias, desde que o sistema de controle propriamente não instabilize.

Portanto, é principal requisito para um sistema de controle da repartida proporcionar uma trajetória suave durante seu transitório. Um segundo requisito, com menor importância, está relacionado ao menor tempo de estabilização possível, desde que o primeiro requisito seja mantido. Também é necessário que ao final da execução da repartida se tenha a total abertura do *choke* de produção, uma vez que qualquer outro valor representa uma produção ineficiente.

O controle da repartida, deste modo, mostra-se simples com relação aos requisitos de estabilidade e velocidade na resposta. A complexidade do problema é grande pelo alto número de restrições associado às variáveis: (i) a pressão de fundo e (ii) a vazão de líquido, e na (iii) pressão na cabeça, esta como reflexo da segunda. Além disso, o problema apresenta o requisito para ação de controle de que ao final da repartida a abertura total do *choke* de produção seja atingida.

Uma técnica de controle apropriada é a de Controle Preditivo Baseado em Modelo (CPBM), que é capaz de lidar com restrições que um problema pode apresentar, juntamente com cálculo da ação de controle ser baseado num procedimento de otimização. Para o controle da repartida, uma possível formulação em termos desta técnica seria a de buscar a abertura desejada do *choke* de produção, no caso a total, respeitando as restrições de limitação da variação de P_{wh} , variação da pressão de fundo P_{wf} e da própria abertura do *choke* ϕ :

$$\begin{aligned}
 &\text{minimize } (\phi - \phi^*)^2 \\
 &\text{sujeito a } \Delta\phi \leq \Delta\phi^{max} \\
 &\quad \Delta P_{wf} \leq \Delta P_{wf}^{max} \\
 &\quad \Delta P_{wh} \leq \Delta P_{wh}^{max} \\
 &\quad \phi_{final} = \phi_{max}
 \end{aligned} \tag{4.1a}$$

Onde ϕ^* representa a abertura desejada para a operação, no caso, a total.

Entretanto, a aplicação desta técnica esbarra na ausência de um modelo a ser utilizado como

base para cálculo das predições.

Diante do cenário descrito, juntamente com a análise realizada na seção anterior, é possível identificar os principais requisitos que um sistema automático do procedimento de repartida deve atender:

- Proporcionar uma repartida com trajetória suave para as principais variáveis até o poço atingir o regime de operação;
- Permitir flexibilidade do ponto de operação;
- garantir a repetibilidade do procedimento em relação aos operadores;
- Utilizar tecnologia simples e alinhada com a prática;
- Alinhar a estratégia com a plataforma automática de otimização da produção;

4.5 Sumário

Neste capítulo foi apresentado um estudo da repartida de poços operando por GLC. Resultados de simulação mostram que o sistema pode apresentar golfadas severas na vazão de líquido quando o procedimento é mal executado, com uma abertura do *choke* de produção acelerada.

Pode-se perceber que a evolução das principais variáveis do processo variam para diferentes formas de abertura do *choke* de produção durante a fase crítica da repartida. A sensibilidade do sistema para a vazão de gás de injeção é pequena. Entretanto esta variável está diretamente ligada ao tamanho do atraso presente e consequentemente tempo total para o sistema atingir o regime de operação.

Desta forma, no capítulo seguinte é apresentada a formulação de duas estratégias para a automação da repartida. As técnicas utilizam a abertura do *choke* de produção como variável de controle.

Capítulo 5

Proposta de Estratégias para o Controle da Repartida de Poços GLC

Neste capítulo são propostas duas estratégias de controle para a repartida de poços operando por GLC atuando na abertura do *choke* de produção. A primeira utiliza um controlador PI para regular a pressão de fundo, visando mantê-la de acordo com a vazão de gás que é injetada no poço. A segunda é constituída de um controlador nebuloso baseado no conhecimento relacionado à forma de atuação que um operador humano teria durante a execução do procedimento. As estratégias são testadas com o modelo do poço desenvolvido no ambiente *OLGA2000*, apresentado no capítulo 3.

5.1 Proposta de Sistema de Controle Baseado em Ganho Escalonado

O problema de controle tem como principal requisito amenizar as possíveis oscilações na vazão de líquido Q_{liq} . Dado que a sensibilidade do sistema à variações no *choke* de produção é maior que na vazão de injeção, a estratégia de controle proposta utiliza aquela como variável manipulável. Como a medição de Q_{liq} é inviável na prática, devido ao seu alto custo, e sua estimativa ser difícil, fica a questão sobre a definição da variável controlável a ser utilizada na estratégia.

Os resultados das simulações da repartida em malha aberta mostram que a pressão na cabeça P_{wh} possui comportamento similar à Q_{liq} , inclusive nas golfadas de líquido saindo do poço. Este comportamento indesejável depende de uma situação de desequilíbrio entre as fases, e que ocorre desde o fundo do tubo de produção, propagando-se até a superfície. Desta forma, a detecção da chegada de uma golfada através de P_{wh} pode ser tardia.

Pela a relação IPR , sabe-se que a pressão de fundo P_{wf} está diretamente ligada à quantidade de líquido que entra no tubo de produção. Além disso, a disponibilidade de sua medição, na prática, vem crescendo. Desta forma, controlar a relação de gás e óleo entrando no fundo do tubo de produção (TP) de forma à mantê-la o mais próximo possível do seu valor de equilíbrio se mostra apropriada. O período mais crítico da repartida compreende os primeiros instantes da repartida que correspondem à fase de expulsão do volume de líquido contido no tubo de produção TP , passando pela inicial “disputa” pelo espaço no fundo do TP entre gás e líquido, até o equilíbrio das fases na mistura entrando no tubo de produção. Entretanto, os resultados de simulação do procedimento em malha aberta indicam que uma ação de controle suave proporciona uma repartida bem comportada.

Desta forma, é proposta uma estratégia de controle que procure manter esta razão da quantidade de líquido e gás entrando no fundo do tubo de produção, mas também seja capaz de amenizar os efeitos causados pelo período de transição, que refletem em golfadas na vazão de líquido. A estratégia é formulada utilizando um controlador do tipo PI (Proporcional-Integral) e de uma nova tecnologia para sensoriamento da pressão de fundo. A estratégia formulada pode ser dividida em dois blocos. Um diagrama esquemático da estratégia é ilustrado na figura 5.1.

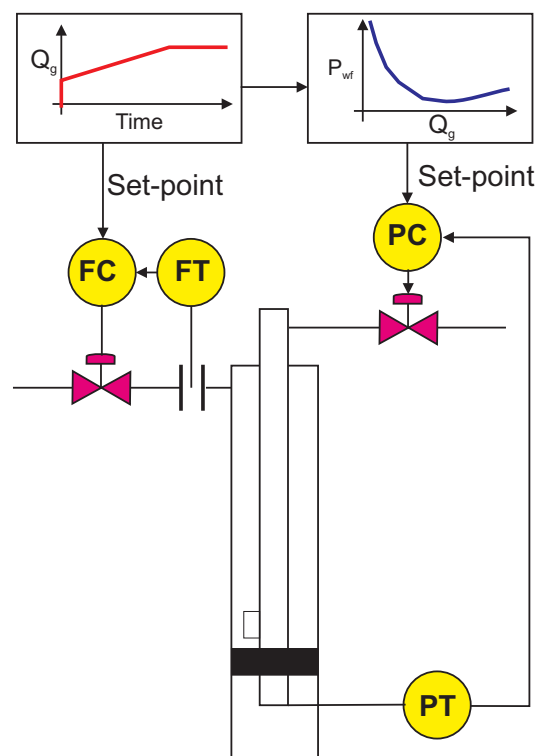


Figura 5.1: Estratégia de Repartida Automática para um Poço GLC.

O princípio de funcionamento da estratégia pode ser descrito de forma resumida: a vazão de injeção é implementada pelo sistema de regulação, composto pelo medidor FT e o controlador FC

atuando na abertura do *choke* de injeção. O sinal de referência de Q_{inj} ilustrado na figura é formado por um degrau com altura superior ao limite mínimo de operação seguido por uma rampa até atingir o ponto desejado para produção. Este sinal de referência é enviado ao bloco estimador da pressão de fundo. A estimação é baseada na curva estática $P_{wf} = f(Q_{inj})$. O resultado da estimação é enviado como referência da malha de controle, constituída de um medidor de P_{wf} , PT , e um controlador PC atuando na abertura do *choke* de produção.

Para as simulações do sistema de controle aplicado no poço em estudo, considerou-se um cenário em que a vazão de injeção é implementada com a aplicação de um degrau de valor $Q_{inj} = 0.6 \text{ kg/s}$, acima do limite inferior para operação estável do poço, seguido de uma rampa definida para que a vazão de operação de $Q_{inj} = 1.87 \text{ kg/s}$ seja atingida em 1000 segundos. O valor final de vazão é escolhido por estar na região de máxima produção. O sinal de referência de Q_{inj} utilizado é mostrado na figura 5.2. Porém, este pode ser alterado de acordo com a rotina de otimização, que corre no sistema de maximização da produção. Para uma melhor visualização do desempenho do sistema de controle, os ajustes propostos são comparados com a repartida mal executada em malha aberta ¹.

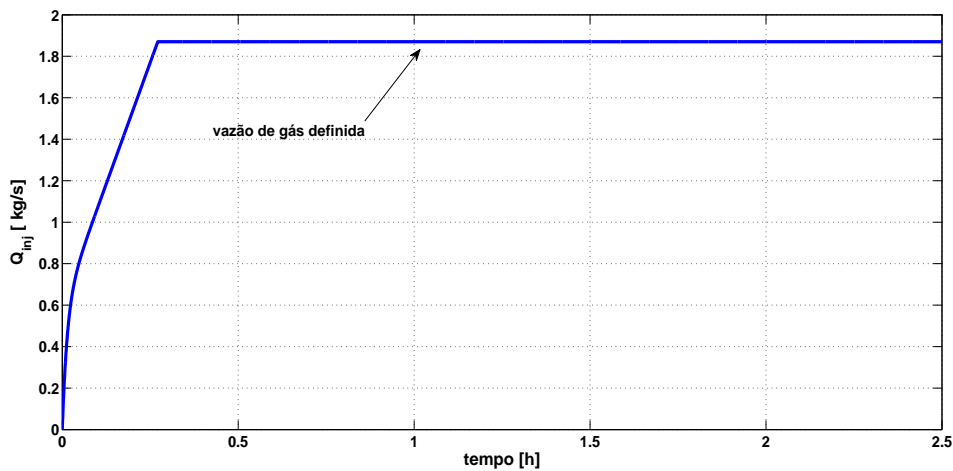


Figura 5.2: Referência de vazão de injeção aplicada para a repartida

Primeiramente tem-se o bloco responsável pela estimação da referência a ser utilizada pela malha de controle. Novamente, graças à disponibilidade da medição da P_{wf} , e mantidas as condições de superfície, é possível traçar uma curva estática que relaciona a vazão de injeção com a respectiva pressão de fundo do sistema em regime de operação. Para a coleta dos pontos, varia-se Q_{inj} dentro de um intervalo, passando pelo ponto mínimo da curva, e coletando os respectivos valores em regime permanente de P_{wf} . A estimação é baseada numa função matemática que tem Q_{inj} como entrada.

¹ Vale lembrar que o objetivo do trabalho é que a repartida automática seja bem executada

A busca por uma função matemática que possa descrever o comportamento da pressão de fundo em função da vazão de injeção de gás é direcionada pelas seguintes observações:

- Busca-se uma função que possa ser utilizada para extrapolar valores de pressão de fundo.
- O ajuste da curva deverá ser feito com poucos pontos.
- É desejável que a técnica de ajuste permitisse a inserção de conhecimento sobre o processo.

Diante de diversos tipos de funções, como trigonométricas, polinomiais, exponenciais e suas combinações, o Relatório II do Projeto define a forma apresentada em 5.1 que é capaz de absorver a relação para uma diferente gama de condições.

$$\begin{aligned}
 y_e &= \Theta_1 e^{-f(u)} + \Theta_2 + \Theta_3 u \\
 y_e &= \frac{P_{wf}}{P_{wf}^*} \\
 u &= \frac{Q_{inj}}{Q_{inj}^*}
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Com P_{wf}^* , Q_{inj}^* sendo respectivamente os valores de P_{wf} e Q_{inj} onde $\frac{\partial P_{wf}}{\partial Q_{inj}} = 0$ e Θ_i são os parâmetros a serem ajustados.

A dada função combina uma exponencial com uma reta. A exponencial decrescente somada a uma reta vai apresentar um ponto de mínimo como acontece com a função desejada. Além disso, tanto a função exponencial como a reta tem a capacidade de extrapolação muito boa quando comparadas, por exemplo, com expressões polinomiais de ordem maior que 1. Além disso a soma das duas funções busca uma representação onde predomine o decaimento para valores baixos de u e que a partir de um valor predomine o crescimento representando assim a diminuição devido a gravidade sendo dominada depois pelo crescimento devido ao atrito.

A partir de testes realizados para diferentes funções expoentes $f(u)$, um bom ajuste foi alcançado com a função $f(u) = au^m$. Portanto, o modelo final proposto tem a seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 y_e &= \Theta_1 e^{-\Theta_2 u^m} + \Theta_3 + \Theta_4 u \\
 y_e &= \frac{P_{wf}}{P_{wf}^*} \\
 u &= \frac{Q_{inj}}{Q_{inj}^*}
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

O ajuste dos parâmetros Θ_i do modelo foi colocado como um problema de programação quadrática sequencial. Os detalhes da formulação do algoritmo podem ser encontrados também no Relatório II do Projeto, assim como a vantagem da utilização da formulação em programação quadrática. Também descreve-se uma análise da influência da constante m , nos resultados da estimação, chegando ao valor de $m = 0.55$. Desta forma, a rotina de estimação assume este valor para a constante, restando outras quatro para serem encontradas.

Pelos problemas numéricos presentes na região próxima do valor de injeção $Q_{inj} = 2.0 \text{ kg/s}$, foram utilizados dados até o valor pouco acima do mínimo da curva, $Q_{inj} = 1.9 \text{ kg/s}$, como entrada para o algoritmo de estimação dos parâmetros. O procedimento de estimação tem como saída os seguintes valores para os parâmetros da função:

$$\Theta = \begin{bmatrix} \Theta_1 & \Theta_2 & \Theta_3 & \Theta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 119.9631 & 3.114289 & 183.8123 & 0.3624463 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Como a etapa de validação do algoritmo já foi discutida no Relatório II do Projeto, neste trabalho assume-se que os resultados da estimação oferecem valores factíveis para os parâmetros. Na figura 5.3 são comparados os gráficos de $P_{wf} = f(Q_{inj})$ com os dados obtidos por simulação com os da curva gerada a partir dos pontos calculados para variações de Q_{inj} no intervalo $[0.7 \text{ kg/s} - 2.4 \text{ kg/s}]$.

Pode-se perceber, como esperado, que ambas apresentam um comportamento similar, e que a extrapolação da curva estimada aponta para valores próximos dos dados reais. As curvas possuem maior similaridade na região à esquerda do ponto de mínimo, onde situa-se o ponto de operação ao final da repartida. Desta forma, decidiu-se por utilizar a função estimada na estratégia.

O bloco estimador da referência de pressão de fundo contém a função proposta e os parâmetros estimados. A estratégia de ajuste de curva, ilustrada no Relatório II do Projeto, permite que um novo ajuste da função pode ser realizado em caso de eventuais alterações nas propriedades do poço, como pressão do reservatório, *RGO* e *BSW*. O princípio de funcionamento pode ser descrito de forma resumida como: a cada período de amostragem, o bloco de estimador receberá como entrada o valor de injeção medido no *choke* de injeção e apresenta na saída, o valor de referência para a pressão de fundo P_{wf}^{ref} .

Este valor de referência é enviado ao sistema de controle de pressão de fundo. O uso de P_{wf} como variável controlada pode ser justificado através de uma breve análise qualitativa. Assumindo que a pressão de fundo pode ser descrita como:

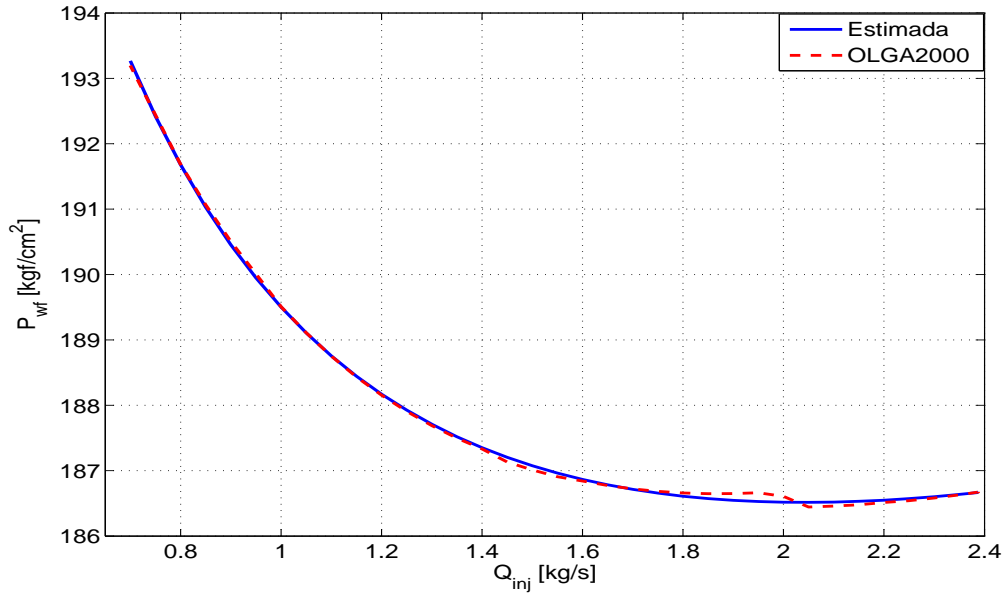


Figura 5.3: Superposição das Curvas Real e Estimada.

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{tp}, \quad (5.4)$$

Isto é, o valor de P_{wf} depende da pressão na cabeça do poço P_{wh} somada à queda de pressão ao longo do tubo de produção ΔP_{tp} .

A análise dos resultados de simulação mostra que durante a repartida o comportamento de P_{wf} pouco se parece com P_{wh} . Isto pode ser justificado através da equação (5.4), e indica que a gaseificação do tubo de produção, e logo, o ΔP_{tp} é predominante durante o procedimento.

Também é possível perceber que o controle de P_{wf} atua indiretamente na dinâmica da pressão na cabeça, proporcionando uma repartida melhor comportada na vazão de líquido. Desta forma, foi decidido que o projeto do sistema de controle precisa considerar o comportamento de P_{wh} , que possui informações da vazão de líquido.

A ausência de um modelo do processo impossibilita a aplicação de uma técnica de controle mais avançada, que permita lidar com as restrições do problema. Diante deste cenário, propomos pela utilização de um controlador PI, que é amplamente utilizado na indústria e possui um baixo número de parâmetros, o que facilita seu ajuste.

A repartida executada manualmente, com uma abertura suave do *choke* de produção ϕ , proporciona um bom comportamento para vazão de líquido Q_{liq} . Para o ajuste do controlador, esta infor-

mação é levada em consideração. Assim, procurou-se associar os parâmetros do PI com a trajetória desejável para a ação de controle

O controle PI proposto é utilizado da forma apresentada na equação (5.5). Para auxiliar na escolha do ajuste inicial para os parâmetros do controlador, foi decidido analisar separadamente cada um deles com a característica da resposta da ação de controle.

$$C(s) = \frac{u(s)}{e(s)} = K_c + \frac{1}{T_i s} \quad (5.5)$$

Inicialmente, tem-se a definição do ganho proporcional K_c . Este parâmetro pode ser relacionado ao valor da ação de controle no início da operação do sistema de controle como expressa a equação (5.6).

$$u(t=0) = \phi(t=0) = \phi_{inic} = K_c(e(0) + \frac{1}{T_i} \int_0^0 e(t)dt) = K_c(e(0) + 0) = K_c e(0) \quad (5.6)$$

Para o ajuste do ganho proporcional, é necessário conhecer o valor do erro no instante $t = 0$. O cálculo de $e(0)$ pode ser feito a partir da pressão de fundo do sistema no mesmo instante $P_{wf}(0)$ e da referência enviada ao sistema $P_{wf}^{ref}(0)$. Como o poço está fechado, $P_{wf}(0)$ tem o mesmo valor da pressão do reservatório, isto é $P_{wf}(0) = P_{res} = 265 \text{ kgf/cm}^2$. A referência tem seu valor aproximado para o mínimo da curva $P_{wf}^{inic.} \approx P_{wf}^{min}(Q_{inj}) \approx 180 \text{ kgf/cm}^2$. Assim, a equação (5.7) expressa um breve cálculo a ser realizado para estimar o máximo valor de K_c .

$$K_c = \frac{\phi(0)}{e(0)} = \frac{\phi_d}{e_{in}} = \frac{\phi_i n}{P_{res} - P_{wf}^{min}} \quad (5.7)$$

onde, $\phi_i n$ é a abertura inicial desejada. O ganho proporcional é ajustado para atender esta condição.

Seguindo o mesmo raciocínio, pode-se considerar que o segundo parâmetro do controlador T_i está relacionado à taxa de variação da ação de controle.

Para obter um ajuste inicial da constante de integração do controlador T_i , seu valor foi associado ao tempo desejado para que o *choke* de produção atinga a total abertura. A proposta para o procedimento a ser seguido para a definição dos parâmetros pode ser descrita de forma resumida:

1. Anotar valor da pressão do reservatório P_{res} ;

2. Anotar o ponto do mínimo P_{wf}^{min} da curva estática de P_{wf} x Q_{inj} ;
3. Calcular o erro inicial $e(0) = P_{wf}^{min} - P_{res}$;
4. Escolher uma abertura inicial do *choke* de produção ϕ_{ini} ;
5. Aplicar a equação (5.7) para definir o ajuste inicial de K_c ;
6. Anotar o tempo de abertura de ϕ para uma repartida suave do poço na execução manual $\Delta t_{100\%}$;
7. Ajustar a constante de integração do controlador com o mesmo valor $T_i = \Delta t$;

Para o caso de estudo, um ajuste inicial é proposto assumindo considerando o tempo desejado para atingir a abertura do *choke* em $T_i = \Delta t_d = 10^4$ s. Com a abertura inicial sendo escolhida $\phi_{inic} = 1\%$ e as condições de pressão do reservatório e mínimo de pressão de fundo já listadas anteriormente, o ganho proporcional é ajustado aplicando a equação (5.7).

$$K_c = \frac{1\%}{265 - 180} = \frac{0.01}{265 - 180} = \frac{0.01}{85} \approx \frac{0.01}{100} = 1.10^{-4} \quad (5.8)$$

Na figura 5.4, são mostrados os resultados de simulação do sistema de controle proposto, e pode-se perceber que o ajuste inicial não proporciona uma repartida dentro das especificações. Observa-se que a ação de controle é agressiva, acelerando a abertura do *choke* logo no começo da repartida. Isto vai contra a hipótese de uma entrada suave na qual o modelo proposto é baseado. Como pode-se perceber, as amplitudes das golfadas tem valor menor que no caso em malha aberta, da ordem de 6000 Stdm^3 . Porém a produção cessa durante o regime transitório, devido ao decaimento acentuado pressão de fundo no início da repartida, significando que um grande volume de gás entrou no tubo de produção. Com o baixo valor de P_{wf} , uma grande quantidade de líquido flui do poço, representado pelo crescimento de P_{wf} em aproximadamente $t = 0.5h$.

Desta forma, um conjunto de parâmetros mais conservador é proposto com a constante de integração sendo redefinida em $T_i = 10^5$, e o ganho do controlador sendo mantido. Os resultados de simulação da pressão de fundo, vazão de líquido e abertura do *choke* de produção são mostrados respectivamente na figura 5.5. E pode-se perceber que a repartida foi bem executada, com as amplitudes das oscilações de Q_{liq} sendo suavizadas, aproximadamente 1/3 menores que o caso da repartida mal executada em malha aberta.

Visando uma quantificação do desempenho de cada um dos ajustes, foi decidido por considerar um conjunto de informações relacionadas ao comportamento da repartida, que refletem o compromisso entre produzir maior volume e obter uma trajetória bem comportada. Assim, primeiramente foi

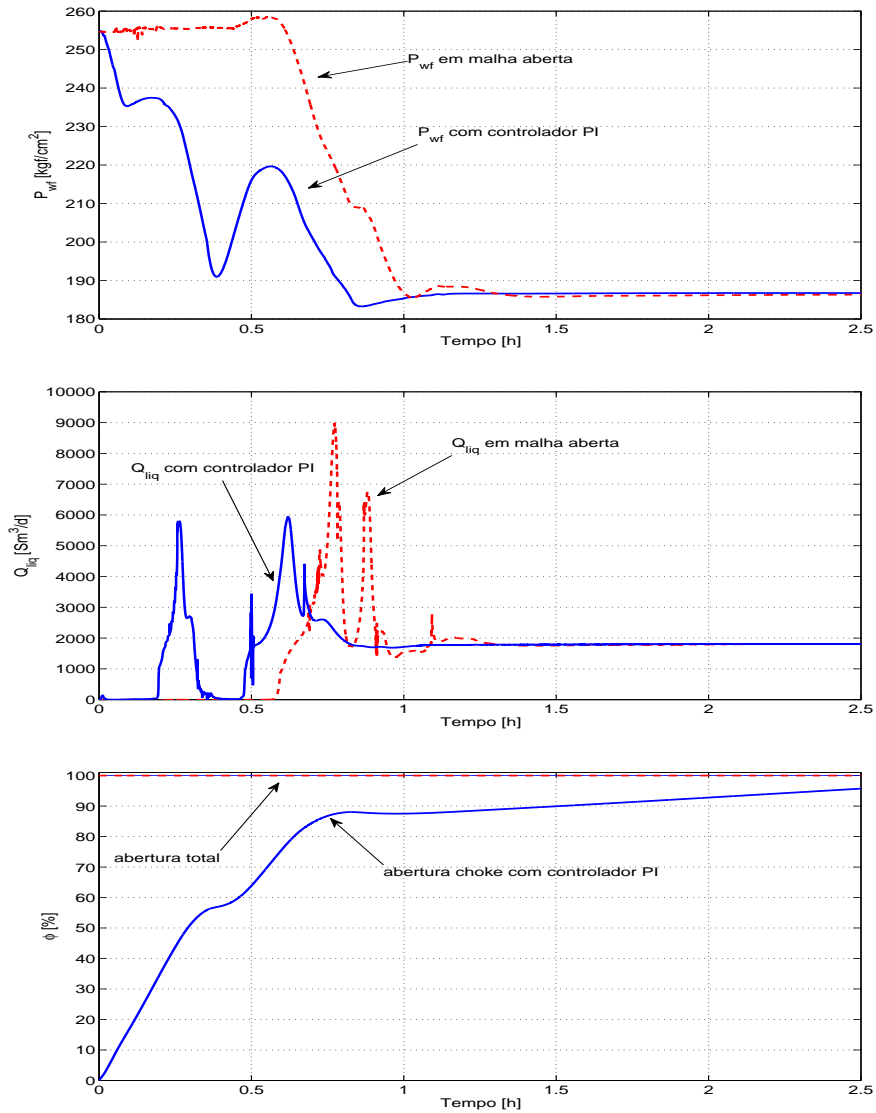


Figura 5.4: Repartida controlada com o 1º ajuste do PI

calculado o volume de líquido produzido durante a fase crítica da repartida em cada um dos casos. Os valores dos picos das oscilações presentes também foram analisados. Além disso, o valor final atingido na vazão de líquido também é observado. Os resultados são listados na tabela 5.1.

Dentre os ajustes propostos, pode-se perceber que o primeiro propicia o maior volume produzido. Entretanto, a opção pelo segundo ajuste é justificada pela amplitude das oscilações serem praticamente metade do valor atingido no ajuste inicial. Observando a evolução da vazão de líquido do poço já em regime de operação, pode-se perceber que o valor atingido após a repartida é abaixo do esperado pela curva *WPC*, pelo *choke* não estar totalmente aberto. Assim, seria interessante que o sistema de controle fosse capaz de acelerar a ação de controle após o término da fase crítica da repartida.

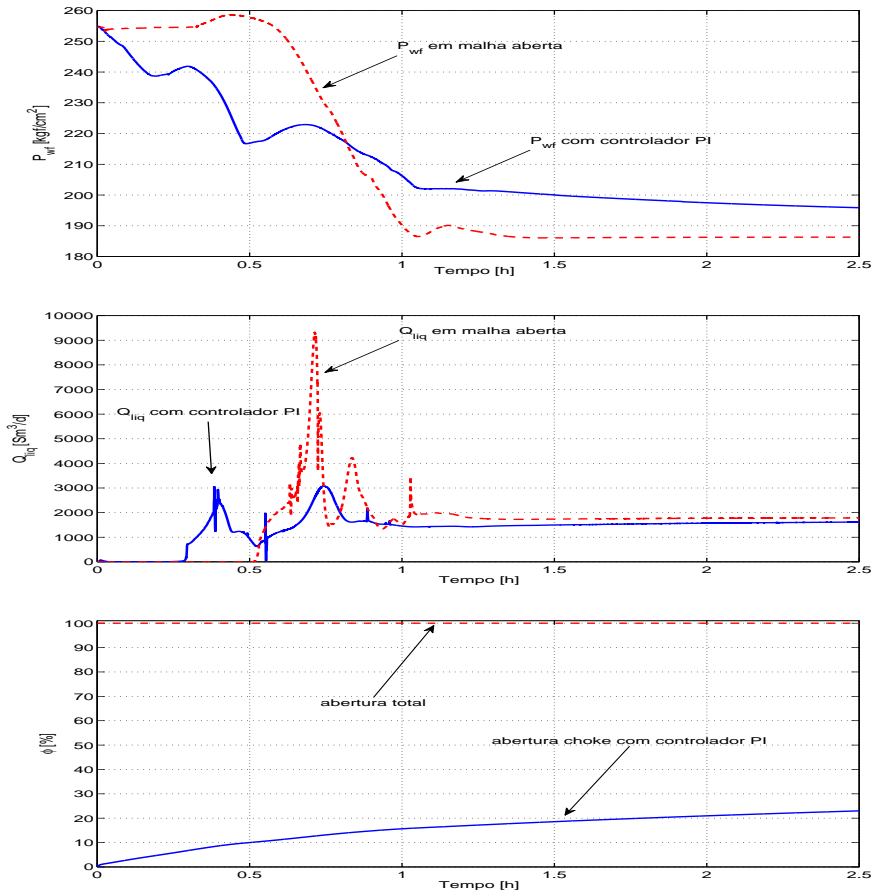


Figura 5.5: Repartida controlada com o 2º ajuste do PI

Observando a evolução da pressão de fundo, é possível identificar o fim da repartida. Desta forma, é proposta uma estratégia de escalonamento de ganhos, com a comutação dos parâmetros sendo coordenada pelo valor da pressão de fundo. Entretanto, ainda fica o compromisso quanto à velocidade da ação de controle, com o novo conjunto de parâmetros sendo ajustados de forma ainda conservativa, com valores $K_p^{op} = 10.K_p^{rep}$ e $T_i^{op} = T_i^{rep}/5$, e o valor de $P_{wf}^{op} = 203\text{kgf/cm}^2$ é utilizado como base para comutação dos ganhos. Portanto, a lei de controle pode ser descrita como mostra a equação (5.9):

$$\begin{aligned}
 & \text{if } P_{wf} \geq P_{wf}^{op} \\
 & K_p = 1.10^{-4} \quad T_i = 1.10^5 \\
 & \text{else} \\
 & K_p = 1.10^{-3} \quad T_i = 2.10^4
 \end{aligned} \tag{5.9}$$

Os resultados de simulação da repartida executada com a estratégia proposta de escalonamento

Tabela 5.1: Volume de líquido produzido durante a Repartida

	volume produzido	máximo sobressinal	Q_{liq}^{final}
malha aberta	$6.3521.10^6 \text{ Sm}^3/d$	$9.10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1.8.10^3 \text{ Sm}^3/d$
1º ajuste	$5,7.10^6 \text{ Sm}^3/d$	$6,10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1.8.10^3 \text{ Sm}^3/d$
2º Ajuste	$4,9.10^6 \text{ Sm}^3/d$	$3,05.10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1,61.10^3 \text{ Sm}^3/d$

de ganhos são mostrados na figura 5.6. Pode-se perceber que a vazão de líquido apresentou um bom comportamento durante a repartida. E a estratégia de comutação proporciona uma aceleração na abertura do *choke* de produção. Desta forma, Q_{liq} se aproxima mais rapidamente do valor de regime permanente da repartida em malha aberta. Entretanto, a comutação dos ganhos produz um pequeno sobressinal na vazão, mas com amplitude pouco acima do valor de regime permanente.

A análise quantitativa é refeita para efeitos de comparação da repartida controlada com o 2º ajuste e com estratégia de ganho escalonado. Os dados são mostrados na tabela 5.2. Percebe-se que a repartida apresenta um valor de pico mais elevado com a estratégia proposta do que os valores obtidos com o 2º ajuste. Entretanto, o volume total produzido é maior assim como o valor alcançado ao final do procedimento. Desta forma, pode-se concluir que o sistema de controle proposto atende o requisito de propiciar uma repartida que atende as especificações.

Tabela 5.2: Volume de líquido produzido durante a Repartida

	volume produzido	máximo sobressinal	Q_{liq}^{final}
2º Ajuste	$4,9.10^6 \text{ Sm}^3/d$	$3,05.10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1,61.10^3 \text{ Sm}^3/d$
Estratégia Proposta	$5,3.10^6 \text{ Sm}^3/d$	$3,08.10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1,8.10^3 \text{ Sm}^3/d$

5.1.1 Procedimento para Ajuste da Estratégia GS

O procedimento para orientar o ajuste do sistema de controle proposto deve ser reescrita, incluindo o monitoramento da pressão de fundo durante a repartida manual para identificar o valor relacionado ao fim da fase crítica da repartida. Além disso, uma amplificação no ganho proporcional e a diminuição da constante de integração, ainda de forma conservativa, precisa ser considerada. Desta forma, pode-se listar os principais passos a serem executados previamente à aplicação da estratégia.

Ajuste do ganho proporcional K_c e da constante de integração T_i

1. Aplicar os passos 1 a 7 descritos na seção anterior;

Ajuste da estratégia de comutação de ganhos

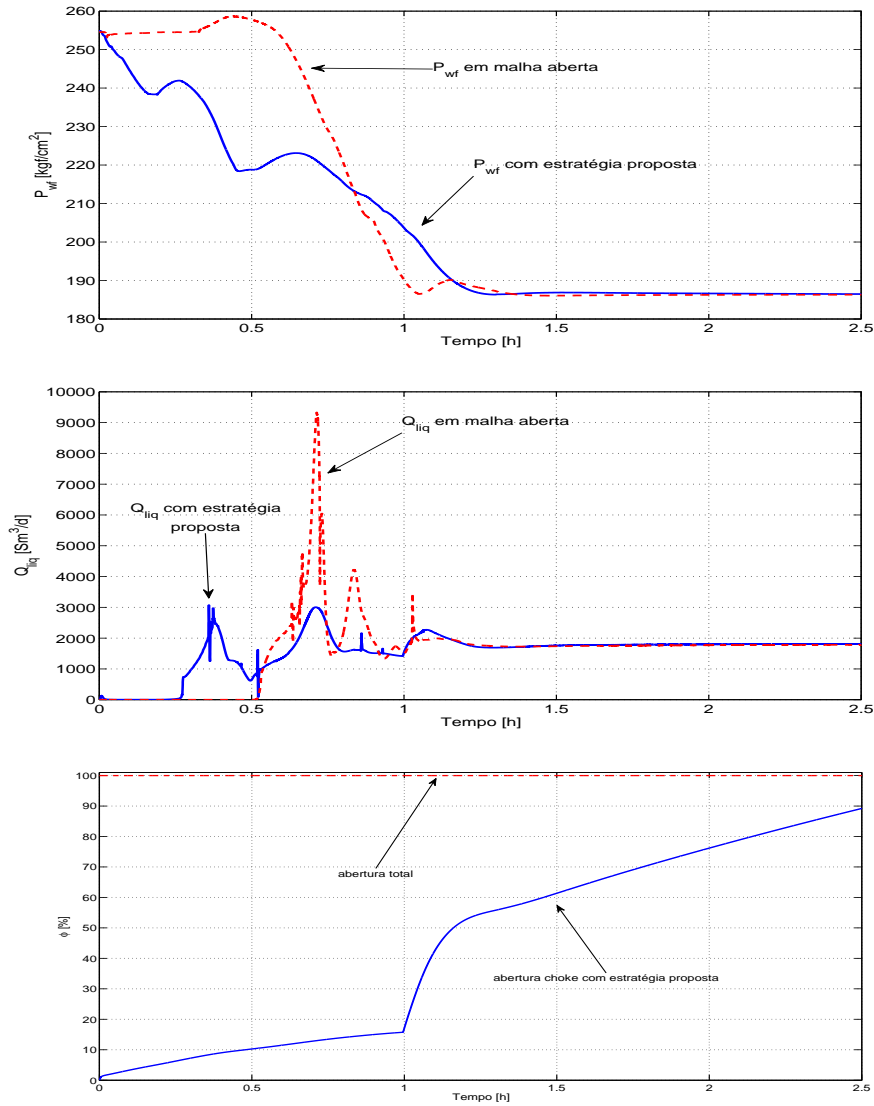


Figura 5.6: Repartida controlada com a estratégia de escalonamento de ganhos

1. Monitorar a pressão de fundo na execução manual;
2. Anotar o valor de pressão de fundo referente ao término da fase crítica da repartida;
3. Associá-lo ao limite de pressão de fundo da equação (5.9) P_{wf}^{op} ;
4. Ajustar o fator de amplificação do ganho proporcional K_c
5. Definir nova constante de integração do controlador T_i ;

5.2 Proposta de Controlador Nebuloso para a Repartida de Poços GLC

Diante da dificuldade de obtenção de um modelo, o número de técnicas de controle candidatas para resolução do problema é pequeno, uma vez que na maioria dos casos, o projeto do controlador é baseado em modelo. Desta forma, a estratégia de controle baseada em lógica nebulosa se mostra bastante apropriada. Como defendido na literatura, a técnica é apropriada diante de problemas as variáveis são contínuas e/ou da ausência de modelos matemáticos. Além disso, numa situação de um controle manual, diferentemente das técnicas de controle de processos mais comuns, em que se busca o conhecimento do processo a controlar, o controle nebuloso busca entender o operador, e retratar suas ações. Assim, antes da discussão relativa ao projeto do sistema de controle, é necessário abordar de forma resumida alguns conceitos envolvidos no projeto e aplicação desta técnica, seguindo a metodologia apresentada em Camponogara [2006].

5.2.1 Fundamentos da Lógica Nebulosa

Muitos conjuntos encontrados no mundo não apresentam uma fronteira clara, como por exemplo, o “conjunto dos dias da semana”, ou no campo da engenharia, o “conjunto dos baixos valores de medição”. Assim, foi proposto a extensão da lógica binária, 0, 1, para o domínio contínuo, dentro do intervalo $[0, 1]$, e com isso, permitindo uma transição gradual do “não-pertence” para o “pertence”.

Os conjuntos convencionais são definidos como sendo qualquer coleção de objetos que podem ser tratados como um todo. Um conjunto pode ser especificado por seus elementos, isto é, os elementos dão uma caracterização completa. Um conjunto pode ser finito ou infinito, e diferente do primeiro caso, não é possível listar todos os seus elementos, sendo representados por expressões matemáticas. Logo há duas maneiras de descrever um conjunto: “explicitamente” por meio de uma lista ou “implicitamente” por meio de um predicado que deve ser satisfeito pelos membros.

Os conjuntos nebulosos vem com o objetivo de preencher a premissa de que conjuntos podem ter mais de um critério de pertinência além de estar contido ou não. Assim, define-se um “grau de pertinência”, de forma que a transição entre pertinência e não-pertinência é gradual e não abrupta. O grau de pertinência para todos os seus elementos descreve um conjunto nebuloso. O grau de pertinência de um dado elemento é um número entre 0 e 1, frequentemente denotado pela letra grega μ . Quanto maior o valor, maior o grau de pertinência. Assim, os conjuntos convencionais podem ser vistos como um caso especial, onde os elementos têm pertinência completa, ou seja, $\mu = 1$. Entretanto, não existe uma base formal para determinar o grau de pertinência. O grau de pertinência é uma noção precisa mas subjetiva que depende do contexto.

Cada elemento de um dado universo tem um grau de pertinência em relação ao conjunto nebuloso, inclusive nulo. A relação que associa um número a cada elemento do universo é dita função de pertinência, sendo denotada por $\mu(x)$. Existem duas alternativas para representar funções de pertinência: contínua ou discreta. No caso contínuo, trata-se de uma função matemática, e já para o caso discreto, a função de pertinência e o universo são representados na forma de pares. Algumas vezes pode ser conveniente representá-la por meio de amostras.

Assim, um conjunto nebuloso é uma coleção de pares $(x, \mu(x))$, que recebe o nome “pares nebulosos”, onde o elemento x pertence ao universo e $\mu(x)$ é o respectivo grau de pertinência ao dado conjunto. logo o conjunto pode ser visto como a união de “pares nebulosos”.

Operações Sobre Conjuntos Nebulosos

Devido à função de pertinência ser um componente crucial de um conjunto nebuloso, é necessário definir as operações sobre conjuntos nebulosos em termos destas. Operações sobre conjuntos nebulosos criam um novo conjunto nebulosos, ou vários conjuntos.

Intersecção

Dados dois conjuntos nebulosos A e B, a operação de intersecção é definida por:

$$A \cap B \equiv a \min b \quad (5.10)$$

Ou seja o grau de pertinência de um dado elemento x em relação à $A \cap B$ é dado por $\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x))$.

União

A união de dois conjuntos nebulosos é dada por:

$$A \cup B = a \max b \quad (5.11)$$

Ou seja, o grau de pertinência de um elemento x ao conjunto dado por $A \cup B$ é dado por $\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x))$.

Lógica Nebulosa

Na lógica binária as proposições são “verdadeiras” ou “falsas”, mas não ambas. A “veracidade” ou “falsidade” designada à uma sentença é o “valor da sentença”. Por outro lado, na lógica nebulosa,

a proposição pode ser verdadeira, falsa ou ter um valor intermediário entre verdade e falsidade, tal como “talvez verdadeira”. A sentença “o nível está alto” é um exemplo de uma proposição que pode ser encontrada em um controlador nebuloso.

Palavras como “e”, “ou”, “se-então” e “se-e-somente-se”, são chamadas de “conectivos”, pois tem como função ligar sentenças. Na lógica nebulosa, estas são as mais comuns. Além disso, uma sentença pode ser modificada pela palavra “não”, e é chamada “negação” da sentença original. A palavra “e” é usada para juntar duas sentenças formando uma conjunção de duas sentenças. De maneira similar a sentença formada ao conectarmos duas sentença com a palavra “ou” é chamada disjunção destas duas sentenças.

A partir de duas sentenças podemos construir a forma “se ... então ...” que é chamada sentença condicional. A primeira sentença, que segue o “se”, é o antecedente, enquanto a segunda sentença, que segue o “então” é o consequente.

5.2.2 Projeto do Controlador Nebuloso

Diante do desafio de executar a repartida de forma automática, controlando a evolução da vazão de líquido Q_{liq} sem sua medição estar disponível, esta seção descreve o projeto de uma nova estratégia. Esta é baseada em um sistema de controle nebuloso, justificada pela natureza complexa do problema e ausência de um modelo do processo. Além disso, a estratégia se mostra apropriada por permitir retratar, de forma intuitiva, o comportamento que um operador teria ao executar o procedimento.

O *choke* de produção é considerado como variável manipulável, deixando a vazão de injeção livre para o algoritmo otimizador definir o ponto de operação. É importante ressaltar que qualquer ação tomada durante a repartida influencia a resposta do sistema de duas formas. Uma está relacionada à reação que a vazão de líquido saindo do poço Q_{liq} e a pressão da cabeça P_{wh} tem no mesmo instante de uma variação da abertura do *choke* de produção. A outra maneira se deve à pressão de fundo P_{wf} depender da P_{wh} , e a pressão de fundo determinar a vazão de líquido saindo do poço para o tubo de produção. Assim, para um dado instante, a atuação no *choke* varia a P_{wh} , podendo influenciar a P_{wf} e assim o líquido que entra no tubo de produção. Esta onda de fluido viajará até a superfície e passará através do *choke* de produção. Sumarizando, pode-se considerar que a mistura de fluido na profundidade L , onde a P_{wf} é medida, influencia a vazão de líquido saindo do poço depois de um intervalo θ , $Q_{liq}(t + \theta, 0) = f(Q_{liq}(t, L))$.

Um primeiro passo é definir as entradas do controlador nebuloso. Estas são escolhidas a partir

da análise repartida com uma abertura total do *choke* de produção, que simula um procedimento executado de forma incorreta. Assim, considerando a aplicação de um degrau de vazão de injeção Q_{inj} com o valor para operação do poço, 1.87 kg/s , o comportamento da vazão de líquido, da pressão de fundo e da pressão na cabeça são mostrados nas figuras 5.7, 5.8 e 5.9.

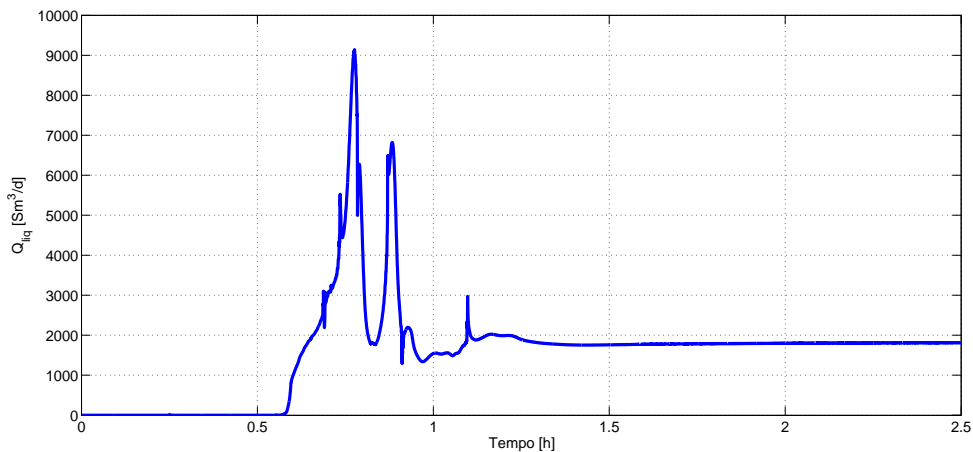


Figura 5.7: Vazão de líquido na repartida em malha aberta.

Pode-se perceber que a evolução da vazão de líquido Q_{liq} pouco tem a ver com a pressão de fundo P_{wf} . Entretanto, é possível inferir em qual estágio o procedimento se encontra. Por exemplo, um valor alto de P_{wf} indica que o procedimento ainda está no começo. Assim, optou-se por considerá-la como entrada para o sistema de controle, somada à disponibilidade de sua medição. Além disso, a evolução da pressão de fundo fornece informação de interesse através da sua taxa de variação. Uma variação negativa alta, indica que muito gás entrou no tubo de produção, levando à duas complicações. A primeira indica que um volume excessivo de líquido entrará no tubo de produção. A segunda complicação está relacionada ao fato de que muito gás no tubo de produção provocará uma aceleração da mistura líquido-gás, devido à descompressão que o gás sofre. Esta aceleração faz com que Q_{liq} chegue no *choke* de produção com uma velocidade excessiva, ocasionando as golfadas que se observa nas figuras.

A evolução da pressão na cabeça P_{wh} apresenta um comportamento que acompanha a resposta da Q_{liq} . Desta forma, foi decidido utilizá-la como uma das entradas do sistema do controlador nebuloso, principalmente por “denunciar” a presença de golfadas de líquido chegando no *choke* de produção.

Em contrapartida, a informação contida nos valores de cada uma das variáveis, P_{wh} e P_{wf} ainda é insuficiente para indicar as possíveis golfadas em Q_{liq} . Assim, também considerou-se as

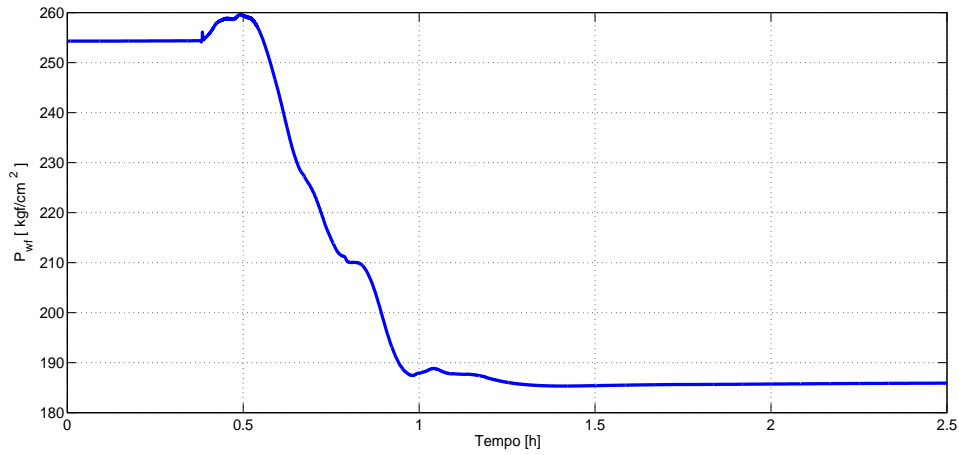


Figura 5.8: Pressão de fundo na repartida em malha aberta.

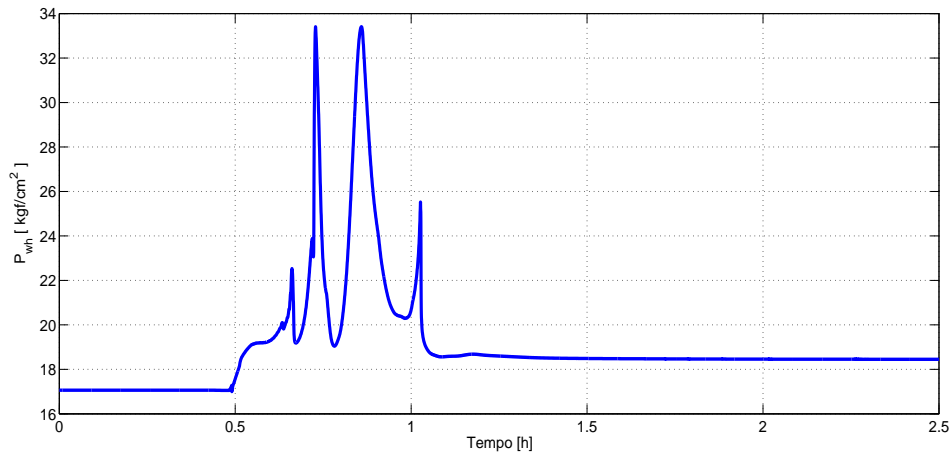


Figura 5.9: Pressão na cabeça do poço na repartida em malha aberta.

respectivas variações como entradas do controlador. A decisão é justificada pela variação da P_{wf} permitir inferir a distribuição de gás e líquido entrando no fundo do tubo de produção. E pela variação da P_{wh} , juntamente com o seu valor absoluto, trazer informações relacionadas à vazão de líquido, principalmente das golfadas.

Definição dos Conjuntos Nebulosos Para as Entradas

O próximo passo do procedimento de projeto está relacionado ao mapeamento da faixa de operação de cada uma das variáveis de entrada, para a definição de seus conjuntos nebulosos. Isto é feito com o objetivo de traduzir as medições em variáveis nebulosas, chamada de “fuzzificação”.

Começando pela pressão de fundo, a partir da análise da figura 5.8, pode-se perceber que a faixa de possíveis valores para medição de P_{wf} é larga. Assim, é proposta a sua divisão em quatro conjuntos nebulosos distintos. O primeiro refere-se à P_{wf} estar próxima do valor da pressão no reservatório, onde praticamente cessa a produção, e valores ainda bem acima da faixa de operação. Este conjunto recebe o nome de *ALTA*, a função de pertinência escolhida para representá-lo é do tipo trapezoidal, que para defini-la são necessários os valores mínimos e máximos do conjunto, assim como dois valores intermediários onde a função tem valor máximo ($\mu(x) = 1$). Os valores utilizados para limitar o conjunto e definir a função de pertinência foram ajustados em:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= 224 \text{ kgf/cm}^2 \\ \max_1 &= 226 \text{ kgf/cm}^2 \\ \max_2 &= 265 \text{ kgf/cm}^2 \\ \lim_{sup} &= 265 \text{ kgf/cm}^2 \end{aligned} \quad (5.12)$$

Já para uma faixa de valores intermediária, abaixo deste conjunto é definido o segundo conjunto nebuloso, nomeado *MED*, com o objetivo de cobrir valores de P_{wf} ainda longe dos de operação. A função de pertinência escolhida também foi a do tipo trapezoidal, e os valores que definem este conjunto foram ajustados como se segue

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= 200 \text{ kgf/cm}^2 \\ \max_1 &= 202 \text{ kgf/cm}^2 \\ \max_2 &= 223 \text{ kgf/cm}^2 \\ \lim_{sup} &= 225 \text{ kgf/cm}^2 \end{aligned} \quad (5.13)$$

Para valores pouco acima da operação, que remetem ao poço atingindo o regime permanente, e também, ao término da repartida, é definido o terceiro conjunto, nomeado *COP*. Novamente foi utilizado uma função de pertinência do tipo trapezoidal, com seus valores definidos em:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= 193 \text{ kgf/cm}^2 \\ \max_1 &= 195 \text{ kgf/cm}^2 \\ \max_2 &= 200 \text{ kgf/cm}^2 \\ \lim_{sup} &= 202 \text{ kgf/cm}^2 \end{aligned} \quad (5.14)$$

Finalmente, para cobrir os possíveis valores de P_{wf} na operação, que indicam o término da repartida, definiu-se o quarto conjunto nebuloso, chamado *OP*. Foi novamente utilizada a função de

pertinência do tipo trapezoidal, sendo que seus limites foram ajustados a partir da análise da curva estática do poço, que relaciona P_{wf} x Q_{inj} , ilustrada na figura 5.10.

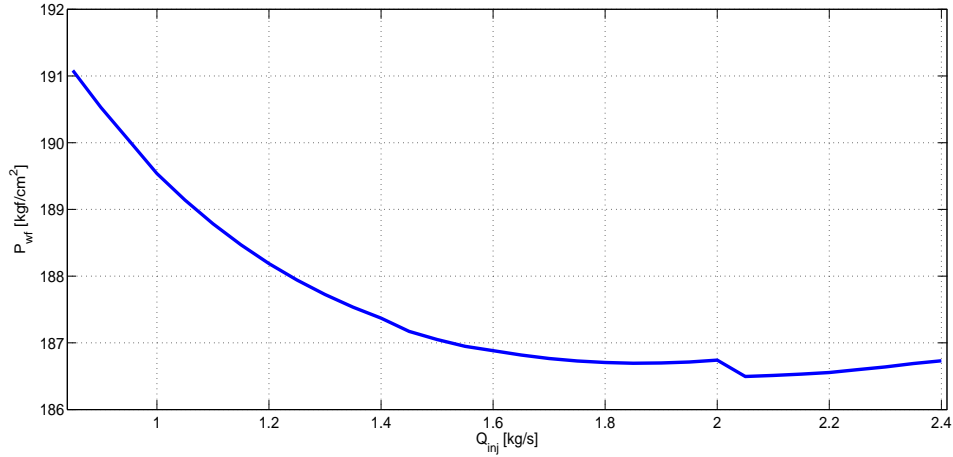


Figura 5.10: Curva estática relacionando pressão de fundo x vazão de injeção.

Assim, como limite inferior para o conjunto é utilizado um valor próximo do mínimo da curva. Já o limite superior é ajustado para situar-se na região estável de operação, com margem de segurança. Para o caso de estudo, foi utilizado o valor correspondente ao de vazão de injeção $Q_{inj} = 0.6 \text{ kg/s}$. Desta forma, os valores que definem este conjunto foram ajustados como:

$$\begin{aligned}
 \lim_{inf} &= 180 \text{ kgf/cm}^2 \\
 \max_1 &= 180 \text{ kgf/cm}^2 \\
 \max_2 &= 192 \text{ kgf/cm}^2 \\
 \lim_{sup} &= 194 \text{ kgf/cm}^2
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

Para a pressão na cabeça P_{wh} , repetiu-se o procedimento começando pela análise da repartida em malha aberta. Esta variável tem grande importância para evitar as golfadas, pois seu comportamento segue a vazão de líquido. Assim, analisando o intervalo de valores de operação, observa-se que este é estreito, e que em caso de um valor excessivo remete a duas possíveis situações: a primeira relacionada à uma pequena abertura do *choke* de produção, e a outra às golfadas de líquido.

É proposta a divisão do intervalo de valores de P_{wh} em três conjuntos nebulosos. O primeiro condiz com o *choke* aberto e o poço não produzindo, assim a pressão na cabeça será praticamente a pressão no separador, para o caso em estudo $P_{sep} = 17 \text{ kgf/cm}^2$. O conjunto nebuloso P_{wh} LOP tem seus valores definidos como:

$$\begin{aligned}
\lim_{inf} &= 14.5 \text{ kgf/cm}^2 \\
\max_1 &= 14.5 \text{ kgf/cm}^2 \\
\max_2 &= 18 \text{ kgf/cm}^2 \\
\lim_{sup} &= 18.5 \text{ kgf/cm}^2
\end{aligned} \tag{5.16}$$

Já para representar a situação de golfada atingindo o *choke* de produção, tem-se a definição do conjunto nebuloso $P_{wh} HOP$. Baseada também na análise do seu comportamento, é possível perceber que para valores acima de aproximadamente 19 kgf/cm^2 , o poço apresenta o fenômeno indesejado. Também utilizou-se uma função de pertinência do tipo trapezoidal, e os valores que definem este conjunto são listados:

$$\begin{aligned}
\lim_{inf} &= 19.3 \text{ kgf/cm}^2 \\
\max_1 &= 19.6 \text{ kgf/cm}^2 \\
\max_2 &= 40 \text{ kgf/cm}^2 \\
\lim_{sup} &= 40 \text{ kgf/cm}^2
\end{aligned} \tag{5.17}$$

E o terceiro conjunto nebuloso, nomeado OP vem para representar a faixa da operação com o poço produzindo normalmente e o *choke* de produção totalmente aberto. Assim como os outros conjuntos, também optou-se por utilizar uma função de pertinência trapezoidal, sendo os valores definidos como se segue:

$$\begin{aligned}
\lim_{inf} &= 18 \text{ kgf/cm}^2 \\
\max_1 &= 18.6 \text{ kgf/cm}^2 \\
\max_2 &= 19.1 \text{ kgf/cm}^2 \\
\lim_{sup} &= 19.5 \text{ kgf/cm}^2
\end{aligned} \tag{5.18}$$

Com relação a variação de P_{wf} e de P_{wh} foi necessário quantificar a taxa de variação e definir os conjuntos nebulosos. O procedimento adotado consistiu na análise da inclinação das respectivas respostas nos instantes considerados críticos.

Para P_{wf} , a variação tem valores negativos durante a repartida, uma vez que o sistema parte da condição igual a pressão no reservatório para o valor de operação $P_{op} \leq P_{rev}$. Entretanto, foram incluídos valores positivos na sua faixa de operação, por estarem associado à um cenário com entrada de um volume de líquido excessivo no tubo de produção. Assim, foi decidido separar a faixa de operação em três conjuntos nebulosos.

O primeiro, chamado ΔP_{wf} *BAIXA*, enquadra os valores pequenos de variação. Escolheu-se uma função de pertinência do tipo triangular, que tem como parâmetros, o valor mínimo e máximo, e o ponto x_o onde o grau de pertinência é máximo. Estes são listados abaixo:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= -0.50 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max &= 0 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \lim_{sup} &= 0.5 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \end{aligned} \quad (5.19)$$

O segundo e o terceiro conjuntos representam variações excessivas, negativa e positiva, respectivamente. Os conjuntos foram nomeados ΔP_{wf} *NA* e *PA*. Para ambos os casos uma função de pertinência do tipo trapezoidal foi escolhida. Foram usados os mesmos valores para ajuste dos intervalos. Desta forma, os conjuntos ficaram definidos como:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= -10 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_1 &= -10 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_2 &= -2 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \lim_{sup} &= -0.5 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \end{aligned} \quad (5.20)$$

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= 0.5 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_1 &= 2 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_2 &= 10 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \lim_{sup} &= 10 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \end{aligned} \quad (5.21)$$

Para a quarta variável de entrada, a variação da P_{wh} , foram definidos três conjuntos nebulosos. E a faixa de valores que cada um abrange foi definida com base no cálculo da respectiva variação nos instantes que as golfadas se manifestam.

O primeiro representa a baixa variação, com uma função de pertinência triangular associada ao seu domínio. Novamente consideramos como maior nível de pertinência uma variação nula, e desta forma, seus valores são expressos como se segue:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= -0.025 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max &= 0 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \lim_{sup} &= 0.025 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \end{aligned} \quad (5.22)$$

A função de pertinência foi ajustada com uma abrangência pequena, com o objetivo de permitir

que o sistema identifique rapidamente uma possível oscilação na vazão de líquido. Os outros dois conjuntos nebulosos são definidos utilizando a função de pertinência do tipo trapezoidal, e os valores ajustados para seus limites ajustados são:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= -1 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_1 &= -1 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_2 &= -0.05 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \lim_{sup} &= -0.025 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \end{aligned} \quad (5.23)$$

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= 0.025 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_1 &= 0.05 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \max_2 &= 1 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \\ \lim_{sup} &= 1 \text{ (kgf/cm}^2\text{)/s} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Após definir as variáveis de entrada no sistema de controle, é necessário analisar a variável manipulável, a abertura do *choke* de produção. Entretanto, a saída de um controlador nebuloso refere-se ao incremento da variável manipulável, que de fato, deve ser considerada no projeto. Foram formulados sete conjuntos nebulosos, para que o sistema seja capaz de executar ações bem definidas, diante da combinação das medidas das entradas. O intervalo dos possíveis valores da saída do controlador foi definido $[-1, 1]$.

O primeiro conjunto, nomeado *LC*, remete à necessidade de fechar drasticamente o *choke* de produção, em situações de uma eventual golfada atingindo a saída do sistema. Da mesma forma, o conjunto *LO* é definido para representar uma ação de grande abertura. Entretanto esta é menos provável, uma vez que significa “liberar” o sistema. A cada conjunto foi associada uma função de pertinência do tipo triangular. Os intervalos são definidos para que o máximo de pertinência esteja relacionado ao limite do conjunto, isto é $\mu_{LC}(-1) = \mu_{LO}(1) = 1$, sendo listados:

$$\begin{aligned} \lim_{inf} &= \pm 1 \\ \max &= \pm 1 \\ \lim_{sup} &= \pm 0.55 \end{aligned} \quad (5.25)$$

O segundo par de conjuntos, *SO* e *SC*, é definido com o objetivo de representar grandes ações de abertura ou fechamento, mas menores que o caso anterior, de caráter emergencial. Em ambos os casos foi utilizada uma função de pertinência do tipo triangular e seus respectivos valores são ajustados:

$$\begin{aligned}
lim_{inf} &= \pm 0.75 \\
max &= \pm 0.45 \\
lim_{sup} &= \pm 0.15
\end{aligned}
\tag{5.26}$$

Já para enquadrar ações que representem uma pequena interferência na abertura do *choke*, tanto positiva quanto negativa, propõe-se um terceiro par de conjuntos, *VSO* e *VSS*, respectivamente. Foram utilizadas também funções de pertinência triangulares com seus parâmetros definidos em:

$$\begin{aligned}
lim_{inf} &= \pm 0.2 \\
max &= \pm 0.1 \\
lim_{sup} &= \pm 0.05
\end{aligned}
\tag{5.27}$$

E para retratar eventuais situações de desnecessidade de atuação do sistema de controle, é proposto o conjunto *NM*, com uma função de pertinência também do tipo triangular e valores:

$$\begin{aligned}
lim_{inf} &= -0.075 \\
max &= 0 \\
lim_{sup} &= 0.075
\end{aligned}
\tag{5.28}$$

Para uma melhor visualização da análise resultante da metodologia aplicada, na figura 5.11 são ilustrados os conjuntos nebulosos e as respectivas funções de pertinência.

5.2.3 Definição da Base de Regras do Controlador Nebuloso

Nesta seção é discutido o procedimento adotado para a formulação da base de regras do sistema de controle estará baseado.

Para que o sistema proposto seja capaz de agir em qualquer situação, mesmo que na prática algumas sejam pouco prováveis, é necessário que a sua base de regras considere todas as possíveis combinações dos conjuntos nebulosos. Esta tarefa se mostra complexa pelo fato do problema oferecer quatro variáveis de entrada, sendo uma formada por quatro conjuntos nebulosos e as outras três sendo formadas por três conjuntos. Com um breve cálculo, é possível determinar o número total de regras que é necessário analisar.

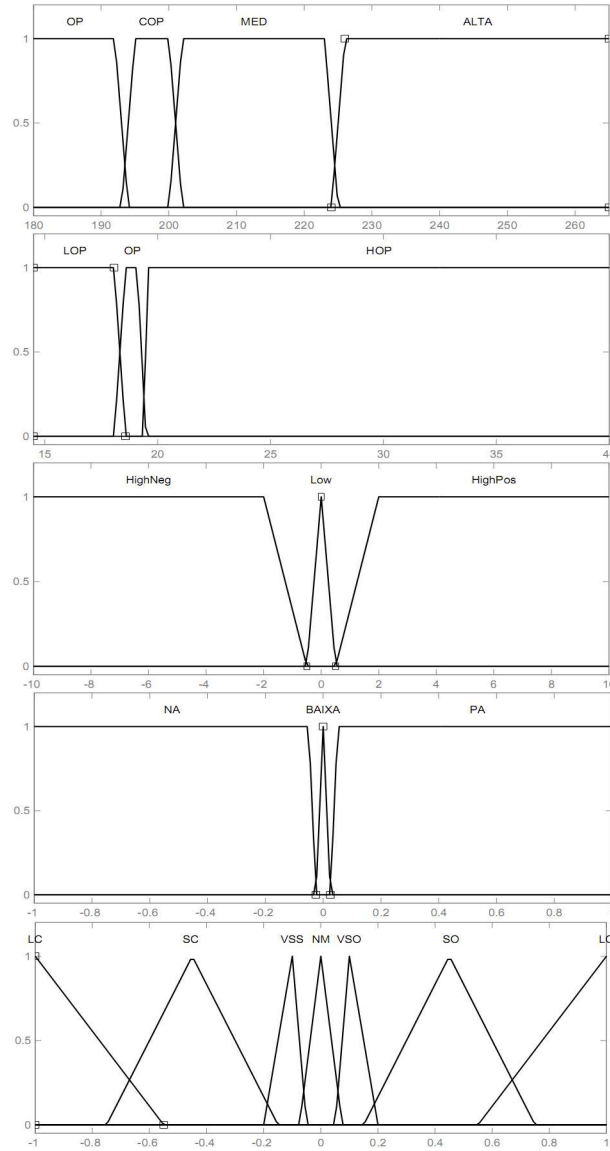


Figura 5.11: Conjuntos nebulosos e funções de pertinência das variáveis de entrada e saída

$$FP_{Pwf} \cdot FP_{Pwh} \cdot FP_{VarPwf} \cdot FP_{VarPwh} = 3 * 3 * 3 * 4 = 108 \text{ regras} \quad (5.29)$$

Assim, um total de 108 regras são analisadas para formular a lógica do controlador. Cada regra constitui-se de sentenças conectas por palavras como “se”, “então”, “e” e ou, que se traduzem no operadores nebulosos. Para o procedimento de definição das regras, procurou-se associar cada uma delas aos respectivos cenários. Para auxiliar nesta tarefa, novamente tomou-se como base a reposta das variáveis de entrada em malha aberta para o procedimento de repartida, ilustrados na figura 5.8 e 5.9. Para exemplificar, são listados alguns casos:

- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está BAIXA e P_{wh} está BAIXA e $VarP_{wh}$ está BAIXA, **então** Poço está PARADO
- se P_{wf} é ALTA e $VarP_{wf}$ está ALTA e P_{wh} está BAIXA e $VarP_{wh}$ está BAIXA, **então** o gás começou a fluir para o tubo de produção;
- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está BAIXA e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA **então** líquido começa a sair pelo *choke* de produção;
- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está OPERAÇÃO e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA **então** pode indicar a presença de golfada de líquido;
- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está ALTA e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA **então** presença de golfada de líquido;
- se P_{wf} está MEDIA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está ALTA e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA **então** presença de golfada de líquido;
- se P_{wf} está MEDIA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está ALTA e $VarP_{wh}$ está NEGATIVA ALTA **então** golfada de líquido saiu do sistema.

Desta forma, durante a operação o sistema de controle avalia o grau de pertinência dos conjuntos nebulosos que compõem cada uma das entradas. Como as regras utilizam o conectivo “e” para conectá-las, o controlador toma o menor valor para avaliar o grau de pertinência para uma dada regra. Este procedimento ocorre na etapa de inferência, onde ao analisar uma dada regra, o valor de pertinência resultante da operação “e” das entradas é passado como valor de pertinência do disparo da regra. A ação na abertura do *choke* de produção ϕ , que o controlador deve executar à cada uma das possíveis combinações das variáveis de entrada, é definida com base no conhecimento do processo com o mapeamento das respectivas ações que um operador teria na abertura do *choke* em caso de operação manual. Para exemplificar, são listadas as regras discutidas acima.

- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está BAIXA e P_{wh} está BAIXA e $VarP_{wh}$ está BAIXA, **então** ϕ NÃO MOVA;
- se P_{wf} é ALTA e $VarP_{wf}$ está ALTA e P_{wh} está BAIXA e $VarP_{wh}$ está BAIXA, **então** ϕ NÃO MOVA;
- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está BAIXA e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA **então** ϕ NÃO MOVA;

- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está OPERAÇÃO e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA então ϕ FECHÉ-MUITO;
- se P_{wf} está ALTA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está ALTA e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA então ϕ FECHÉ-MUITO;
- se P_{wf} está MÉDIA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está ALTA e $VarP_{wh}$ está POSITIVA ALTA então ϕ FECHÉ-MUITO;
- se P_{wf} está MÉDIA e $VarP_{wf}$ está NEGATIVA ALTA e P_{wh} está ALTA e $VarP_{wh}$ está NEGATIVA ALTA então ϕ NÃO MOVA.

Avaliando todas as regras, tem-se a etapa da “defuzzificação”, que se trata de traduzir os valores da saída do domínio da lógica nebulosa para os valores reais de atuação. Foi escolhido o método do “centróide”, onde o valor de saída é determinado a partir do cálculo do centro de massa da região relativa aos valores de pertinência de cada um das regras disparadas. Entretanto, a saída de um controlador nebuloso refere-se à uma ação incremental exigida, como já dito anteriormente, e logo, é necessário que o projeto do sistema de controle tenha mapeada o valor de abertura atual, aplicando o valor total de abertura $\phi_{atual} = \phi_{anterior} + \Delta\phi$. Além disso, o sistema de controle é projetado para considerar um saturador da faixa de operação da abertura do *choke* de produção, onde geralmente é ajustado entre a abertura total, e fechamento. Entretanto, como mostrado em Pagano *et al.* [2008], uma abertura mínima de 10% é suficiente para amenizar possíveis golfadas na vazão de líquido.

5.3 Simulações de Análise de Resultados

Para realizar as simulações, utilizou-se o ambiente *Matlab/SIMULINK* para implementar a estratégia de controle, conectado ao simulador *OLGA2000*. Foi considerado o mesmo cenário utilizado anteriormente, com a partida do poço por um período suficientemente grande para atingir o regime permanente, seguido da parada do poço também por um intervalo suficiente, para então executar a repartida.

Definiu-se um ponto de operação para o caso considerado com valor $Q_{inj} = 1.87 \text{ kg/s}$, próximo do mínimo da curva $P_{wf} \times Q_{inj}$. O sinal de entrada aplicado é composto por um degrau de amplitude 0.6 kg/s , valor referente ao limite mínimo para operação estável, seguido de uma rampa com inclinação definida para atingir o regime permanente de acordo com o desejado pelos operadores ou também pelo algoritmo de otimização. Para a simulação realizada, a entrada foi ajustada para alcançar o valor de operação em 1000 segundos, como é ilustrado na figura 5.12.

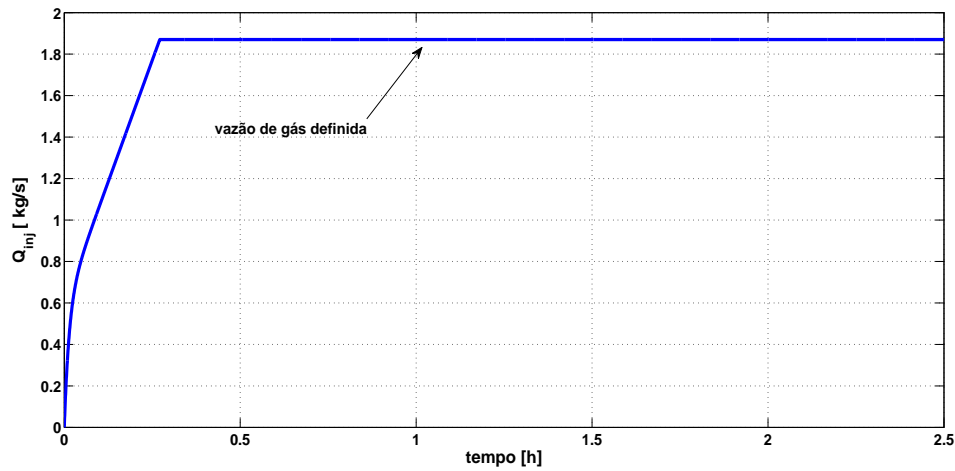


Figura 5.12: Referência de vazão de injeção aplicada para a repartida

Na figura 5.13 são mostrados o comportamento da pressão de fundo P_{wf} , da vazão de líquido Q_{liq} e a abertura do *choke* de produção ϕ durante a repartida do caso em malha aberta juntamente com o sistema de controle.

É possível que a abertura do *choke* atinga 100% logo no início da repartida e a gaseificação do tubo de produção provoque a aceleração da P_{wf} . Entretanto devido a uma possível golfada de líquido chegando na superfície o controlador fecha o *choke* aumentando a P_{wf} . Ao final da fase crítica da repartida, a P_{wf} tem seu decaimento suavizado e ao final das golfadas o controlador atua para obter a abertura total.

Com relação a vazão de líquido, pode-se perceber que o sistema de controle atende a especificação de amenizar a amplitude das oscilações presentes. Entretanto, a vazão de líquido oscila negativamente cessando a produção na superfície, devido ao controlador permitir que uma grande quantidade de gás tenha entrado no tubo de produção.

Embora um possível reajuste com caráter menos conservativo pudesse ser feito para o controlador, o sistema projetado foi capaz de diminuir os valores dos picos das golfadas, em aproximadamente 2/3, que as presentes na resposta em malha aberta.

Com relação à abertura do *choke* de produção, é interessante para soluções utilizando estratégias do tipo “chaveada”, que a ação de controle não provoque um número elevado de comutações entre os níveis de abertura, por provocar o desgaste excessivo dos atuadores. Desta forma, pode-se perceber que o sistema de controle consegue controlar a repartida com pouca variação da abertura do *choke*.

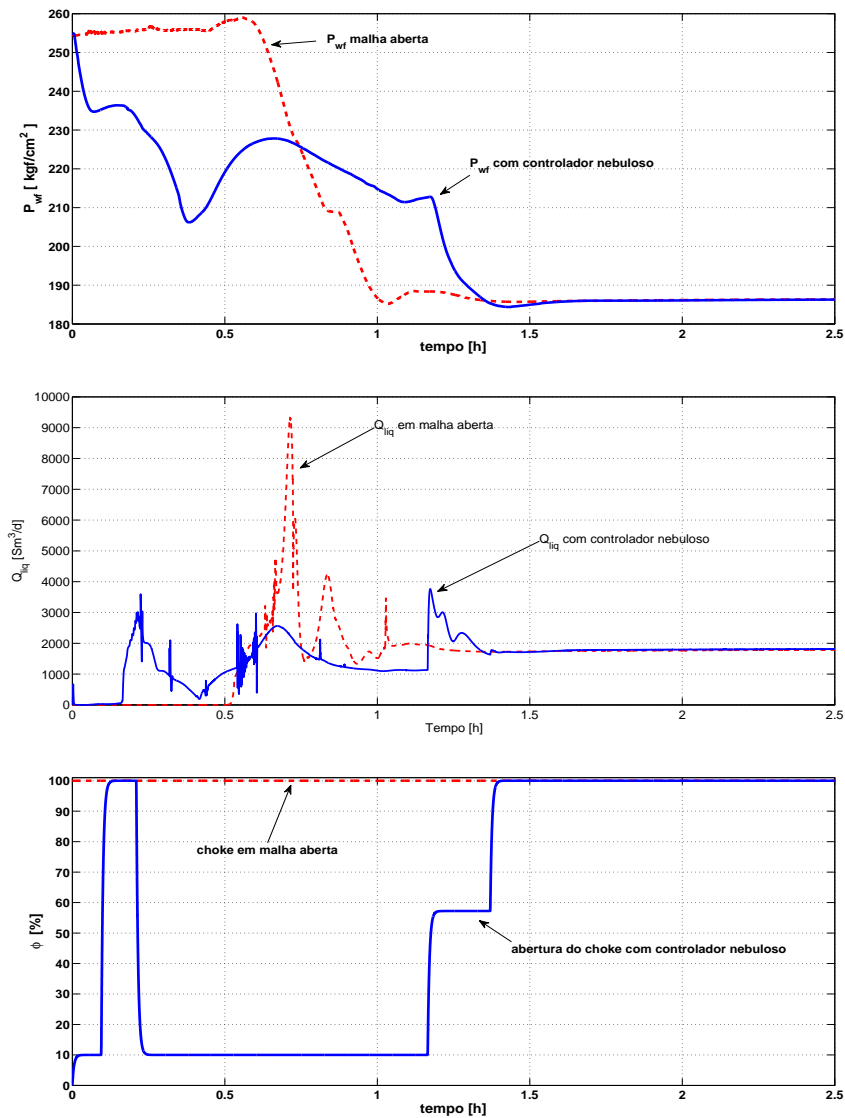


Figura 5.13: Resultado da repartida com o controlador nebuloso

5.4 Sumário

Neste capítulo, foi descrita a metodologia utilizada na formulação de duas estratégias de controle para a automação da repartida. As técnicas de controle são de caráter simples e foram escolhidas devido a ausência de um modelo para auxiliar no projeto dos controladores.

Em ambos os casos, o sistema de controle atendeu o requisito de amenizar as golfadas de líquido, indicando que as estratégias foram bem sucedidas. Além disso, o grau de interferência do operador humano foi diminuído e consequentemente a possibilidade de variações na eficiência do procedimento.

O procedimento, adotado para o ajuste dos controladores, é utilizado com o objetivo de quantificar a eficiência da repartida controlada pelas duas estratégias propostas neste capítulo. Na tabela 5.3, são mostrados respectivamente: o volume total produzido até a estabilização do sistema; o máximo sobressinal que a vazão de líquido atinge e o valor alcançado ao fim da repartida. Entretanto, o período considerado para o cálculo do volume total em ambos os casos foi o relacionado ao intervalo decorrido entre o instante que a vazão de líquido começa a sair pelo *choke* de produção até que a abertura total seja atingida.

Tabela 5.3: Volume de líquido produzido durante a Repartida

	volume produzido	máximo sobressinal	Q_{liq}^{final}
Malha Aberta	$9,7 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/d$	$9,10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1,8 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/d$
Ganho Escalonado	$8,5 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/d$	$3,08 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1,8 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/d$
Controlador Nebuloso	$7,6 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/d$	$3,76 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/d$	$1,8 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/d$

Pode-se observar que a repartida com o controlador nebuloso apresenta maior valor de sobressinal que para o caso da estratégia de ganhos escalonado. Isto é devido ao ajuste do controlador nebuloso ser uma tarefa complexa, uma vez que o número de parâmetros é maior. Entretanto, as duas técnicas apresentadas atenderam a especificação de amenizar as golfadas na vazão de líquido presentes na repartida.

Finalmente, ambas estratégias de controle automático permitem que o objetivo de aumentar a repetibilidade de uma repartida manual executada corretamente seja atingido alcançado utilizando .

Capítulo 6

Conclusões

A problemática relacionada à automação de poços operando por elevação contínua de gás vem ganhando destaque. Uma das linhas de pesquisa está relacionada à maximização da produção total de um conjunto de poços.

O desenvolvimento de um sistema automático para gerenciamento e otimização da produção de um conjunto de poços se mostra apropriado. O sistema deve ser capaz de realizar a tarefa de otimização não apenas em condições normais de operação, mas também em situações de indisponibilidade de gás, onde eventualmente, alguns poços precisarão ser parados. Após restabelecidas as condições de suprimento de gás, estes poços precisam ser colocados em operação através do procedimento de repartida.

Desta forma, o trabalho apresenta um estudo sobre a repartida de poços operando por GLC. O processo apresenta uma condição particular da operação de um poço: um volume de líquido inicial estático, passando por uma fase de transição, relacionada a expulsão deste volume até atingir a gaseificação do tubo de produção. A partir de estudos realizados, pôde-se concluir que a modelagem do problema é bastante complexa, não sendo possível obter “modelos para controle”¹.

Uma análise do estado da arte na prática foi feita, onde concluiu-se que o procedimento ainda é realizado manualmente, com grande influência do operador humano. Além disso, simulações realizadas mostram que uma repartida mal executada leva a comportamentos na vazão de líquido, chamadas golfadas severas, que são indesejáveis pois diminuem a eficiência da separação da mistura água-gás-óleo saindo do poço.

Diante das dificuldades encontradas quanto à modelagem, o trabalho propõe duas estratégias

¹Modelos simples para auxiliar o projeto de sistemas de controle

de controle livres de modelo visando estabelecer uma repartida com trajetória suave das principais variáveis do processo, especialmente a vazão de líquido, não disponível na prática, devido ao alto custo de sua medição. Ambas técnicas fazem uso da tecnologia de medição da pressão de fundo, já disponível na realidade dos poços da Petrobras.

A primeira estratégia é formulada pensando de forma intuitiva na condição de equilíbrio relacionando a quantidade de gás e de líquido que entram no tubo de produção. Entretanto, a vazão de líquido não é disponível para medição. Assim, utiliza-se a curva estática relacionando a vazão de gás de injeção com a pressão de fundo. Esta define a vazão de líquido que flui do poço para o tubo de produção pela relação IPR. Assim, durante a repartida, a pressão de fundo de referência é estimada pela vazão de gás sendo injetada, e é enviada para o sistema de controle atuando no *choke* de produção.

Um controlador do tipo PI é projetado de forma conservativa com o objetivo de levar a pressão de fundo para o valor de referência, amenizando as oscilações presentes, e de atingir a abertura total ao final do procedimento. Para acelerar a abertura do *choke* de produção após a fase crítica da repartida, é proposta uma estratégia de escalonamento de ganhos, com a comutação baseada na medição da pressão de fundo. O trabalho apresenta uma metodologia para auxiliar no ajuste dos parâmetros do controlador e da estratégia de comutação de ganhos.

A estratégia proposta é aplicada num modelo de poço real, validado pelos engenheiros da Petrobras, no simulador *OLGA2000*, e comparado com eventual caso do procedimento mal executado. A partir dos resultados de simulação, pôde-se concluir que a estratégia de controle atende as especificações de comportamento das principais variáveis. A amplitude das oscilações na vazão de líquido é até três vezes menor que o caso em malha aberta, com o *choke* de produção totalmente aberto.

A segunda estratégia é baseada em lógica nebulosa. O controlador utiliza quatro variáveis de entrada, duas com medição já disponíveis, pressão na cabeça já tradicional no dia-a-dia de sistemas de produção utilizando GLC e a pressão de fundo, graças ao avanço da tecnologia de sensores por fibra ótica. As outras duas variáveis são as suas respectivas variações, sendo inferidas a partir destas. O controle tem a variação da abertura do *choke* de produção como saída, e é baseado em um conjunto de 108 regras resultado das combinações das funções de pertinência de todos os conjuntos nebulosos das variáveis de entrada.

A estratégia nebulosa é testada utilizando o mesmo modelo de poço no simulador *OLGA2000*, e também comparado com eventual caso do procedimento mal executado em malha aberta. Os resultados de simulação permitem concluir-se que o sistema de controle atende a especificação de suavizar a amplitude de oscilação das golfadas severas na vazão de líquido saindo do poço.

6.1 Perspectivas

Como perspectivas futuras para o trabalho, pode-se destacar:

- Uma modelagem mais completa do processo que permitiria a aplicação de técnicas de controle mais avançadas e capazes de lidar com as restrições que o problema naturalmente apresenta;
- Novas investigações podem levar à um melhor ajuste do controlador nebuloso para obter um comportamento da vazão de líquido mais próximo do perfil ideal;
- A implementação das estratégias propostas em um poço real, dado que o nível de instrumentação considerado já existe na prática.

Referências Bibliográficas

Camponogara, E. (2006). Introdução à inteligência computacional - notas de aula.

Camponogara, E. e de Conto, A. M. (2005). Gas-lift optimization under precedence constraints: piecewise-linear formulation and K -covers. *Proc. Proc. 44th IEEE Conference on Decision and Control*, Seville, Spain.

Camponogara, E. e Nakashima, P. H. R. (2006). Optimal allocation of lift-gas rates under multiple facility constraints: A mixed integer linear programming approach. *ASME Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 128, No. 4, pp. 280–289.

de Conto, A. M. (2006). Alocação de gás de injeção em poços de petróleo sob restrições de precedência: Linearização por partes e programação inteira. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brazil.

Guo, B., Lyons, W. C., e Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*. Elsevier Science and Technology Books.

Hu, B. (2004). Characterizing gas-lift instabilities. Tese, Norwegian University of Science and Technology.

Nakashima, P. H. R. (2004). Otimização de processos de produção de petróleo via injeção contínua de gás. Proposta de Tese, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.

Pagano, D. J., Filho, V. D., e Plucenio, A. (2006). Identification of polynomial narmax models for an oil well operating by continuous gas-lift. *Proc. International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes 2006*, Gramado, Brasil. In English.

Pagano, D. J., Plucenio, A., Traple, A., e Gonzaga, C. A. (2008). Controlling oscillations and re-

- starting operation in gas-lift wells. Proc. *XVII Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora, Brasil.
- Petit, N. (2006). Etude des instabilités dans le puits activés par gas-lift. Tese de Doutorado, L'Ecole des Mines de Paris.
- Plucenio, A. (2003). Automação de poços de petróleo operando com elevação artificial por injeção contínua de gás. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.
- Plucenio, A., Pagano, D., e Normey-Rico, J. E. (2004a). Controle robusto aplicado a produção de petróleo por elevação artificial tipo *gas-lift*. Proc. *XVII Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado, Brasil.
- Plucenio, A., Rico, J. E. N., Pagano, D. J., e Bruciapaglia, A. H. (2004b). Controle preditivo não linear na indústria do petróleo e gás. Proc. *IV Congresso Brasileiro em P e D em Petróleo e Gás*, Rio de Janeiro, Brasil. In Portuguese.
- Scandpower, S. (2004). *OLGA2000 v5.0 User Manual Guide*. Scandpower.
- Thomas, J. E. (2004). *Fundamentos da Engenharia do Petróleo*. Editora Interciência.